



Contribution à l'analyse de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité.

Thomas Gaonac'H

► To cite this version:

Thomas Gaonac'H. Contribution à l'analyse de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité.. Autre. CentraleSupélec, 2015. Français. NNT : 2015CSUP0021 . tel-01323024

HAL Id: tel-01323024

<https://theses.hal.science/tel-01323024>

Submitted on 30 May 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

N° d'ordre : 2015-21-TH

CentraleSupélec

ÉCOLE DOCTORALE STITS

« Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des
Systèmes »

Laboratoire GeePs

« Génie électrique et électronique de Paris »

THÈSE DE DOCTORAT

Domaine : Sciences Physiques pour l'Ingénieur

Spécialité : Énergie

Soutenue le 28/09/2015

par

Thomas GAONAC'H

Contribution à l'analyse de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité

Composition du jury :

Directeur de thèse :	M. Jean-Claude VANNIER	Professeur (CentraleSupélec)
Président du jury :	M. Demba DIALLO	Professeur des Universités (Univ. Paris 11)
Rapporteurs :	M. Luc LORON	Professeur des Universités (Univ. Nantes)
	M. Alain JAAFARI	Professeur des Universités (Univ. Picardie)
Examineurs :	M. Javier OJEDA	Maître de Conférences (ENS de Cachan)
	M. Ibrahim MOHAND-KACI	Ingénieur (TCR Renault de Guyancourt)
Membre invité :	M. Martin HENNEBEL	Professeur Assistant (CentraleSupélec)

*« Un homme de bon jugement retient le passé,
s'accommode du présent,
et anticipe l'avenir. »*

Dictionnaire des proverbes danois (1757).

Remerciements

L'écriture d'un manuscrit de thèse est un travail long et éreintant qui se termine généralement par la rédaction d'une partie moins longue et certainement plus plaisante, les remerciements.

Je souhaite tout d'abord remercier M. Demba Diallo pour avoir eu la gentillesse d'être le président du jury de ma thèse. Je remercie chaleureusement MM. Luc Loron et Alain Jaafari d'avoir été les rapporteurs de ce Jury. Je tiens également à remercier M. Javier Ojeda pour son rôle d'examineur.

Je remercie le directeur de ma thèse et du département énergie M. Jean-Claude Vannier qui a suivi mes travaux depuis le commencement. Je remercie MM. Martin Hennebel et Jing Dai de m'avoir encadré à CentraleSupélec, de m'avoir guidé lors de mes travaux de recherche pendant plus de deux ans et pour leur contribution importante à la concrétisation du projet en doctorat. Projet de doctorat que M. Robert Kaczmarek, ancien professeur à Supélec, à fortement contribué à initier avant de prendre sa retraite. Je remercie M. Ibrahim Mohand-Kaci de m'avoir accueilli au sein de son équipe au technocentre Renault de Guyancourt et accompagné depuis le commencement de ma thèse. Merci aussi à M. Mehdi Saheli de m'avoir encadré chez Renault au début de ma thèse.

Cette thèse n'aurait pas existé sans la Fondation Renault qui a initié et soutenu ce projet et je remercie son équipe, sa directrice M^{me} Claire

Martin et ses représentantes M^{mes} Hélène Mairesse et Marie-Laure Le Naire pour m'avoir donné la chance de mener ce travail en y associant un cadre international.

Durant mon stage au NATC de Nissan à Atsugi, M. Kondou Haruhiko m'a accueilli dans son équipe. Merci également à *Hitomi-san*, *Wakamatsu-san* et *Suzuki-san* qui ont facilité mon travail au jour le jour.

Durant mon stage à l'université de Waseda j'ai été accueilli par les professeurs *Yokoyama-sensei* et *Hirota-sensei* qui ont encadré mon travail au sein de l'équipe du *Yokayama-ken*. Et je remercie *Inaba-san*, *Kano-san* et *Yamashita-san* qui ont facilité autant que possible mon travail sur place. Merci à *Imai-san* de l'équipe administrative qui s'est occupé des démarches entre les universités pour rendre possible cet échange.

Je remercie les collègues du technocentre Renault, Éric, Benjamin, Joe, Pierre, Christian, Xavier, Martine, Noëlle, Élie, François, Rémi, Daniel, ainsi que d'autres personnes que j'oublie certainement.

Enfin, *last but not least*, je remercie les collègues du département énergie, Benjamin, Dany, Pierre, Pierre-Étienne, Alix, Christophe, Thrung, Ivan, Yujun, Antoine, Haitam, Stéphanie, Druv, Antonio, Ali, Laroussi, Gilbert, Nuno, Alejandro, Florent, Jad, Samy, Julien, Nadim, Nicolas, Nikola, Soukayna, Natalie, Katsuyuki, Teodor, Paul, Paul, Carmen, Sarah, Réda, Rachelle, Jonathan, Cristina, Sergi, Paul-Antoine, Alfredo, Yurong, Élodie, William, Éleonore, Olivier avec qui j'ai aussi collaboré au technocentre, Tanguy, Zuzana, Éddie et Linh.

Et un grand merci à Emmanuelle pour son soutien sans faille durant cette aventure.

Table des matières

Introduction générale	7
1 Contexte de l'étude et état de l'art	11
1.1 Introduction	12
1.2 Déploiement du VE et du VHR	12
1.2.1 Historique	12
1.2.2 État actuel du marché automobile	18
1.2.3 Prévisions	19
1.3 L'intégration des VE et des VHR dans le système électrique .	22
1.3.1 Introduction : le système électrique	23
1.3.2 Le système de production/transport : l'échelle conti- nentale	25
1.3.3 Le système de distribution/consommation : l'échelle régionale	37
1.4 Planning des réseaux de distribution	44
1.4.1 Topologie des réseaux de transport/distribution	44
1.4.2 Dimensionnement et infrastructures de réseau	46
1.4.3 Les « deux Q », Qualité et Quantité d'électricité	49
1.4.4 La philosophie "Fit and Forget"	52
1.4.5 Répartition des coûts dans un réseau de distribution .	53
1.5 Contribution de la thèse	54
1.6 Publications	55
2 Modélisation de la recharge d'une flotte de véhicules électri- fiés	57
2.1 Introduction	58
2.2 Définition du profil de charge des véhicules électrifiés	59
2.3 État de l'art de la modélisation de la recharge des véhicules électrifiés	60
2.3.1 Scénario d'usage du véhicule	60
2.3.2 Modélisation énergétique	61
2.3.3 Modélisation temporelle	65
2.3.4 Modélisation de la puissance de recharge	72

2.3.5	Modélisation spatiale	78
2.4	Services énergétiques fournis par les VE et les VHR	79
2.5	Modélisation proposée dans ce manuscrit	82
2.6	Conclusion	90
3	Impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité	93
3.1	Introduction	94
3.2	Règle de Kelvin	94
3.2.1	CapEx	95
3.2.2	OpEx	96
3.2.3	Section optimale de conducteur	99
3.3	Application au réseau moyenne tension, ou HTA	107
3.3.1	Structure d'un câble ou d'une ligne	107
3.3.2	Profil de consommation	112
3.3.3	Choix de la structure du réseau étudié	114
3.3.4	Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR	121
3.4	Application au réseau basse tension, ou BT	132
3.4.1	Profil de consommation	132
3.4.2	Choix de la structure du réseau étudié	133
3.4.3	Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR	136
3.5	Synthèse des résultats pour les réseaux HTA et BT	140
3.6	Sensibilité du résultat aux paramètres	142
3.7	Conclusion	143
4	Les VE et VHR comme acteurs du système électrique	147
4.1	Introduction	148
4.2	Modélisation des services énergétiques	150
4.2.1	Choix du nombre de véhicules électrifiés et de la puissance de décharge	150
4.2.2	Profil de recharge des véhicules électrifiés participant à un service énergétique	151
4.2.3	Calcul de l'annuité de surcoût	153
4.3	Peak shaving	155
4.3.1	Modélisation	155
4.3.2	Coût de conducteur et des pertes Joule	158
4.4	Réglage de la fréquence	160
4.4.1	Modélisation	160
4.4.2	Coût des pertes Joule et de conducteur	165
4.5	Conclusion	167
5	Conclusion générale	171
A	Remarque sur l'actualisation	179

B Profil de consommation BT	183
Bibliographie	189

Introduction générale

Les véhicules électriques impactent les réseaux d'électricité en se rechargeant

Depuis quelques années de nombreux modèles de véhicules électriques et hybrides rechargeables sont disponibles à la vente. Les prévisions annoncent des niveaux de pénétration du marché des véhicules importants ces prochaines années. En effet, l'État français a annoncé deux millions de véhicules électrifiés pour 2020. Les véhicules électriques impactent les réseaux d'électricité en se rechargeant. C'est pourquoi, les flux électriques dans les réseaux évoluent. Cette recharge induit un changement du dimensionnement du réseau et ce manuscrit s'attachera à évaluer cette évolution. De plus, avec le développement de la thématique des "smart grid", les véhicules électrifiés pourraient avoir un intérêt pour la conduite du système électrique. Cette étude s'attachera aussi à tenter de déterminer l'équilibre entre intérêts des véhicules électrifiés dans ce contexte et difficultés (sous la forme de coûts) qu'ils pourraient rencontrer s'ils participaient à la conduite du système.

L'impact des véhicules électrifiés se concentre principalement sur les réseaux de distribution d'électricité. Dans les réseaux de distribution d'électricité une des infrastructures importantes sont les lignes et les câbles. Alors que de nombreuses études s'intéressent au dimensionnement des transformateurs

du réseau d'électricité, peu d'entre elles se focalisent sur les lignes et les câbles du réseau. L'idée a donc émergée de tenter de combler ce manque. Dans ce manuscrit, la problématique du dimensionnement des conducteurs des lignes et des câbles du réseau de distribution d'électricité sera abordée. Les véhicules électrifiés pourraient également être utilisés comme moyen de stockage de l'électricité, afin d'améliorer la conduite des réseaux d'électricité. L'étude s'intéressera également à l'évaluation de l'impact sur les conducteurs de l'utilisation des véhicules électriques et hybrides rechargeables comme moyen de stockage (donc comme moyen de conduite du système).

Ce manuscrit, traite la problématique par une approche "top-down" de l'évaluation du coût pertes Joule et des coûts d'investissements induits par la recharge des véhicules électrifiés. L'approche "top-down" (appelée aussi approche descendante) consiste, à partir de données macro-économiques, à disséquer petit à petit le système à étudier. Cette méthode permet d'exclure de l'analyse des détails (par exemple la valeur du SoC) qui n'ont pas beaucoup d'impact sur le résultat (ici sur les pertes Joule induites par les véhicules électrifiés). L'autre approche, l'approche "bottom-up" (ou approche ascendante) consiste, quant à elle, à évaluer en détail quelques-uns des sous-objets qui composent le problème et à généraliser les résultats à l'ensemble du système. Cette approche est donc très dépendante du choix des sous-objets (ici ce serait des réseaux de distribution) et de leur représentativité. Il n'était pas possible d'avoir accès à des exemples représentatifs de l'objet d'étude (les réseaux de distribution), en France l'accès à ces données est limité à ERDF pour des raisons de propriété privée (les réseaux appartiennent aux collectivités locales).

Contexte de cette thèse

Cette thèse s'est inscrite au sein du programme Zero Carbon Leaders Program (ZCLP) initié par six partenaires :

- Deux académiques : Supélec (aujourd'hui CentraleSupélec) et l'université Waseda à Tokyo ;
- Deux industriels : Renault S.A.S. et Nissan Motor Company ;
- Et deux fondations : la Fondation Renault et la Fondation Nissan.

Le programme ZCLP a pour but de faciliter l'échange entre chercheurs venant de l'hexagone et chercheurs nippons travaillant dans le domaine d'étude de la mobilité électrique. Ainsi, si la majorité des travaux de cette thèse ont été réalisés entre le département Énergie de CentraleSupélec et le Technocentre de Renault, ces travaux ont pu être enrichis lors d'un séjour de sept mois effectué au Japon fin 2012.

Ce séjour a comporté un stage de trois mois chez Nissan, au NATC¹ situé à Atsugi dans la banlieue tokyoïte. Durant ce stage, un outil de calcul du potentiel de valorisation économique de la participation des véhicules électrifiés à la coupure de la pointe électrique a été conçu. J'ai pu apprécier durant cette expérience la rigueur et la disponibilité des collègues japonais et enrichir mes connaissances de l'expérience du système électrique japonais. Ensuite, pendant quatre mois, un stage a été fait dans une équipe de recherche de l'université de Waseda à Tokyo dans le quartier de Shinjuku. Ce stage a été l'occasion d'un échange entre mon sujet et les thématiques du laboratoire Japonais. Durant ce stage, une modélisation de l'impact d'une flotte de véhicules électrifiés sur le plan de tension du réseau a été abordée et m'a permis de compléter mes connaissances sur ce sujet. A la suite de ces stages, et à mon retour en France, la base de recherche ainsi constituée a

1. NATC : Nissan Advanced Technology Center.

été analysée afin de définir la sous-thématique précise qui allait constituer la contribution principale du manuscrit, à savoir l'étude de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité en utilisant la règle de Kelvin.

Organisation du manuscrit

Ce manuscrit est organisé en quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art et au contexte de l'étude. Dans le deuxième chapitre l'élaboration des profils de recharge des véhicules électrifiés est présentée, celui-ci est corollaire à l'évaluation de l'impact. Le troisième chapitre présente la méthode de dimensionnement des lignes et des câbles du réseau de distribution, l'évaluation de l'impact des VE et VHR ainsi que leur surcoût. Le quatrième chapitre s'intéresse à l'évaluation de l'impact de véhicules électrifiés participant à la conduite du système électrique dans un contexte de réseau intelligent, "smart grid", et applique la méthode développée dans le chapitre 3.

Chapitre 1

Contexte de l'étude et état de l'art

Sommaire

1.1	Introduction	12
1.2	Déploiement du VE et du VHR	12
1.2.1	Historique	12
1.2.2	État actuel du marché automobile	18
1.2.3	Prévisions	19
1.3	L'intégration des VE et des VHR dans le système électrique	22
1.3.1	Introduction : le système électrique	23
1.3.2	Le système de production/transport : l'échelle continentale	25
1.3.3	Le système de distribution/consommation : l'échelle régionale	37
1.4	Planning des réseaux de distribution	44
1.4.1	Topologie des réseaux de transport/distribution	44
1.4.2	Dimensionnement et infrastructures de réseau	46
1.4.3	Les «deux Q», Qualité et Quantité d'électricité	49
1.4.4	La philosophie "Fit and Forget"	52
1.4.5	Répartition des coûts dans un réseau de distribution	53
1.5	Contribution de la thèse	54
1.6	Publications	55

1.1 Introduction

Ce chapitre présente un état de l’art de l’impact des Véhicules Électriques (VE) et des Véhicules Hybrides Rechargeables (VHR) sur le système électrique, c’est le sujet de ce manuscrit de thèse. Plusieurs domaines sont abordés, le chapitre est donc divisé en sous-parties. La partie 1.2 est consacré à l’historique et à la prévision du déploiement des véhicules électriques. La section 1.3 décrit le système électrique et présente une revue de littérature de l’impact des véhicules électrifiés sur le système électrique. Le paragraphe 1.4 présente un état de l’art des méthodes de planning des réseaux de distribution d’électricité. En dernier lieu, la partie 1.5 est consacré à la contribution scientifique de cet écrit et enfin la section 1.6 présente les publications.

1.2 Déploiement du VE et du VHR

1.2.1 Historique

Cette section dresse un bref historique du développement de la voiture électrique.

Avec l’invention de l’accumulateur électrique¹ en 1859 par Gaston Planté (cf. figure 1.1), le stockage de l’énergie électrique sous forme électrochimique devient possible. En 1866, Werner von Siemens découvre le principe de la dynamo. En 1871 Zénobe Gramme présente la première génératrice industrielle à courant continu. En 1873 Hippolyte Fontaine démontre la réversibilité de la dynamo et donc la possibilité de son utilisation comme moteur (cf. figure 1.2). Le moteur électrique permet alors de transformer l’énergie

1. Gaston Planté est l’inventeur de l’accumulateur au plomb (batterie d’accumulateurs plomb acide ou plus couramment *batterie au plomb*). Cette batterie la première pile rechargeable, jusque-là les piles ne pouvaient que se décharger (jusqu’à détérioration de leurs électrolytes).

électrique en énergie mécanique et donc de transformer l'électricité en force de traction. L'association d'une batterie et d'un moteur électrique permet d'embarquer un système de traction sur un cadre de roues et aboutit à la création de la première voiture électrique par Thomas Parker en 1884.

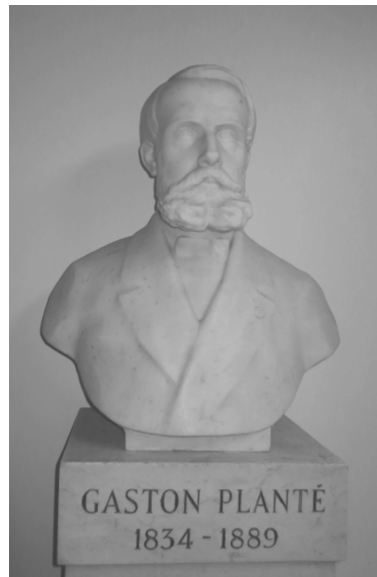


FIGURE 1.1 – GASTON PLANTÉ, INVENTEUR DE L'ACCUMULATEUR ÉLECTRIQUE. BUSTE EXPOSÉ À SUPÉLEC DEVANT LE DÉPARTEMENT ÉNERGIE.

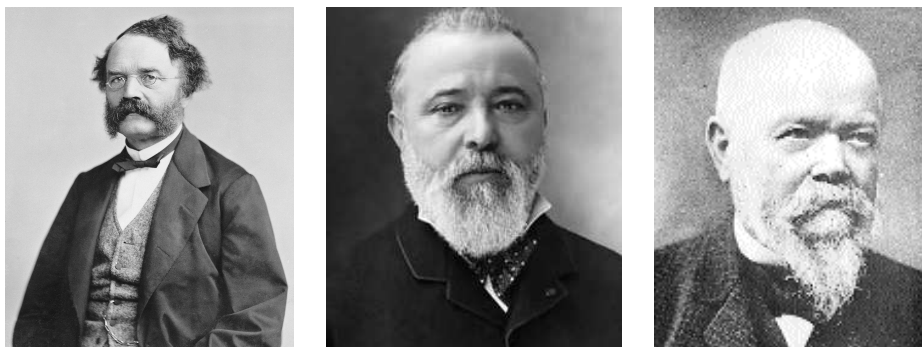


FIGURE 1.2 – WERNER VON SIEMENS, ZÉNOBE GRAMME ET HIPPOLYTE FONTAINE. TROIS INVENTEURS QUI ONT PARTICIPÉ À L'ÉLABORATION DU MOTEUR À COURANT CONTINU.

Les années 1900 voient l'apparition de l'automobile et la concurrence entre véhicules électrifiés et véhicules à moteur thermique (essence ou va-

peur). Jusqu'à l'invention du démarreur électrique en 1911 par Charles Kettering [1] (qui évite le démarrage manuel des véhicules à essence) et avec l'amélioration de la sécurité des moteurs thermiques (les risques d'incendie sont élevés avec un véhicule qui embarque une grande quantité de liquide inflammable, et un véhicule à vapeur peut exploser), les véhicules électrifiés dominèrent le marché de l'automobile. Le nombre de véhicules électriques a ensuite diminué jusqu'à ne représenter qu'une part négligeable du parc en 1925. Mais depuis, différents modèles de Véhicule Électrique (VE) ont été régulièrement proposés à la vente :

- En 1959, le modèle de VE *Henney Kilowatt* est proposé à la vente, ce modèle embarque des batteries au plomb ;
- En 1995, le *Peugeot 106 électrique* apparaît, il fonctionne avec des batteries Nickel-Cadmium² ;
- En 1996, le *General Motors EV1* est disponible, ce véhicule embarque des batteries au plomb ou des batteries NiMH ;
- En 2010, apparaît le modèle *Nissan Leaf*, les batteries sont en lithium-ion. Tout comme le sont les batteries des modèles qui apparaissent durant cette période tels que : *Renault Zoe*, *Mitsubishi i-MiEV* et *Bolloré Bluecar* (qui utilise des batteries lithium métal polymère).
- En 2012, le premier modèle de Véhicule Hybride Rechargeable (VHR), qui combine système de traction électrique et système de traction thermique, le *Toyota Prius 3 rechargeable*, est proposé à la vente avec des batteries lithium-ion.

On peut donc constater que ces dernières années, de nombreux modèles de véhicules électrifiés sont apparus sur les marchés de l'automobile.

Les prévisions de pénétration des véhicules électrifiés du passé se sont

2. Cette technologie est interdite en Europe depuis 2006. Le cadmium est un métal lourd et toxique.

révélées fausses. La figure 1.3 (issue d'un graphique de [2]) présente des prévisions du développement des véhicules électrifiés aux USA. Toutes ces prévisions étaient fausses et font craindre que les prévisions actuelles le soient également.

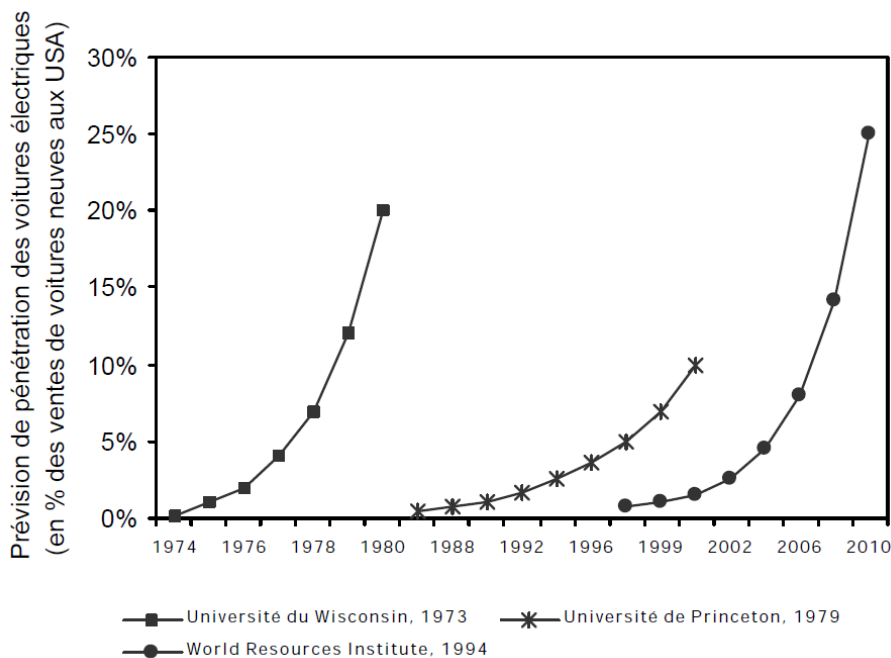


FIGURE 1.3 – L'ÉTERNEL RETOUR DES PRÉVISIONS DE CROISSANCE DU MARCHÉ DES ÉLECTRIQUES AUX USA. TOUTES CES PRÉVISIONS ÉTAIENT FAUSSES. SOURCE [2].

Mais, un fait nouveau tient dans l'apparition de batteries basées sur le lithium. Dans l'ordre des éléments qui possèdent le plus grand potentiel d'oxydoréduction le couple Li/Li^+ se trouve dans le groupe de tête, son potentiel d'oxydoréduction est de $-3,05$ volts. Plus le potentiel d'oxydoréduction d'un couple est grand, plus la densité énergétique massique des batteries fabriquées avec ce couple oxydoréducteur est grande³. Le tableau 1.1 présente les densités énergétiques des différentes technologies de batteries, on constate que les technologies à base de lithium ont les densités les plus élevées.

3. Plus le potentiel est grand plus les électrons mis en mouvement dans la batterie sont accélérés et plus la puissance transportée est grande.

TABLEAU 1.1 – FOURCHETTE DES DENSITÉS ÉNERGÉTIQUES MASSIQUES DES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE BATTERIES COMMERCIALISÉES.

Type de batterie	Densité [W·h/kg]
Plomb-acide	30–50
Ni-Cd	45–80
NiMH	60–110
Lithium-ion	90–140
Lithium polymère	180

La densité énergétique massique impacte fortement l'autonomie d'un véhicule électrifié. L'ajout d'un kilowattheure de batterie augmente l'autonomie, mais elle accroît également le poids du véhicule. En effet, l'autonomie d'un véhicule est une fonction inversement proportionnelle de son poids⁴ et l'ajout d'un kilowattheure de batterie diminue directement l'autonomie marginale espérée⁵. Et à l'inverse, plus une batterie a une grande densité énergétique, moins elle est à besoin d'une importante capacité. Le tableau 1.2 présente le calcul de l'autonomie d'un véhicule, embarquant des batteries de 300 kilogrammes, selon différentes technologies. Seule la technologie au lithium permet à coup sûr (dans la fourchette du tableau) une autonomie de plus de 150 kilomètres. Le tableau 1.3 présente le poids de batterie nécessaire pour atteindre une autonomie de 150 kilomètres pour différentes technologies (le résultat pour 80 kilomètres est aussi présenté). Pour 150 kilomètres d'autonomie le poids avec des batteries au plomb est important (jusqu'à plus d'une tonne) et pour 80 kilomètres le poids minimal est de 260 kilogrammes. Les batteries au plomb équipaient le *Henney Kilowatt* et le *General Motors EV1*, leurs autonomies étaient d'environ 80 kilomètres. Les résultats

4. L'autonomie d'un véhicule électrique dépend linéairement (avec un coefficient négatif) du poids du véhicule. C'est vrai sur des trajets urbains et semi-urbains. C'est faux pour des trajets sur autoroute (à vitesse stabilisée). La faible autonomie des véhicules électrifiés les destine à des trajets urbains et semi-urbains, donc à un usage où l'autonomie dépend directement du poids.

5. Plus simplement une batterie contient de l'énergie et il faut utiliser une partie de cette énergie pour déplacer la batterie elle-même.

montrent que les batteries au plomb ne conviennent plus lorsqu'une autonomie de 150 kilomètres est souhaitée, car leur poids explose. Pour les batteries NiMH, selon le cas considéré, l'effet d'autoconsommation⁶ est conséquent (écart de plus de 10 % pour une densité de 60 W·h/kg) ou négligeable (cas où l'énergie massique vaut 110 W·h/kg). Les batteries lithium-ion et lithium polymère ont une densité énergétique suffisamment grande pour que l'effet d'autoconsommation des batteries n'excède pas quelques pourcents. Ces batteries conviennent donc aux véhicules électrifiés souhaitant pouvoir parcourir plus de 150 kilomètres en mode tout électrique.

TABEAU 1.2 – AUTONOMIE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE, À POIDS DE BATTERIE DONNÉ. POUR UN VÉHICULE DE 1 500 KG.

Type de batterie	Autonomie avec 300 kg de batteries [km]
Plomb-acide	55–90
Ni-Cd	80–140
NiMH	110–200
Lithium-ion	160–250
Lithium poly.	320

TABEAU 1.3 – POIDS DE LA BATTERIE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE, À AUTONOMIE DONNÉE. POUR UN VÉHICULE DE 1 200 KG, HORS BATTERIE.

Type de batterie	Poids de la batterie pour 80 km d'autonomie [kg]	Poids de la batterie pour 150 km d'autonomie [kg]
Plomb-acide	570–260	1 320–570
Ni-Cd	290–160	670–310
NiMH	220–120	450–220
Lithium-ion	145–95	270–175
Lithium poly.	75	140

Le fait nouveau de ces dernières années est donc l'apparition des batteries au lithium qui présentent des densités énergétiques très intéressantes pour la traction automobile.

6. L'effet d'autoconsommation est à prendre en compte car il entraîne une augmentation de la taille de la batterie et par conséquent une augmentation du coût, la batterie étant un élément coûteux des véhicules électrifiés.

1.2.2 État actuel du marché automobile

Le tableau 1.4 présente le nombre d'immatriculations de véhicules électrifiés en France de 2009 à 2014. Ce nombre est donné pour les véhicules particuliers ainsi qu'en global (véhicules commerciaux et particuliers). Ces véhicules électrifiés sont principalement des véhicules purement électriques. Depuis 2011, le nombre de véhicules électrifiés (catégorie véhicules particuliers), immatriculés chaque année, évolue de manière linéaire avec un accroissement de 2 500 véhicules en plus tous les ans.

TABLEAU 1.4 – IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS EN FRANCE. SOURCE [3] ET [4].

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre total	-	-	-	9 314	13 954	15 046
Dont immatriculations de véhicules particuliers	12	184	2 630	5 663	8 779	10 560

Le tableau 1.5 présente les ventes de véhicules électrifiés en Europe, ces derniers sont classés en fonction du modèle du véhicule. Les deux modèles les plus vendus sont le *Nissan Leaf* et le *Renault Zoe*, qui sont construits par le groupe Renault Nissan.

TABLEAU 1.5 – IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN EUROPE, SELON LE MODÈLE, EN 2014. SOURCE [3]

Modèle de voiture électrique	Immatriculations en 2014
Nissan Leaf	14 385
Renault Zoe	10 980
Tesla modèle S	8 744
BMW i3	6 628
Volkswagen e-up !	5 170
Renault Kangoo ZE	4 158
Volkswagen e-golf	3 368
Smart Fortwo ED	3 082
Nissan e-NV200 fourgon	1 770
Bolloré Bluecar	1 170
Autres modèles	6 744

Le tableau 1.6 montre les pays européens où le plus grand nombre de véhicules électrifiés ont été immatriculés en 2014. Deux pays représentent à eux seuls 50 % des immatriculations, la Norvège et la France.

TABEAU 1.6 – TOP 5 DES IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES EN EUROPE, SELON LE PAYS, EN 2014. SOURCE [3]

Pays	Immatriculations en 2014
Norvège	18 649
France	15 046
Allemagne	8 804
Royaume-Uni	7 370
Pays-Bas	3 585

1.2.3 Prévisions

Nombre de véhicules électrifiés

Moyen terme En 2009, l'État français a lancé le *plan national pour le développement des véhicules hybrides rechargeables et électriques* [5] [6] [7] et annoncé l'objectif de deux millions de véhicules électriques en 2020 (soit un taux d'électrification de 5 % du parc automobile français). L'objectif de ce plan est de réduire les émissions de CO₂ du secteur des transports et de diminuer les importations de produits pétroliers. La figure 1.4 synthétise les objectifs en nombre de VE et VHR. La croissance des véhicules électrifiés semble être exponentielle. Ce plan table sur un doublement des ventes de véhicules électrifiés tous les cinq ou six ans. La répartition entre véhicule hybrides rechargeables et véhicules électriques y est respectivement de 60 % pour l'un et de 40 % pour l'autre.

Long terme Tous les ans, l'Agence Internationale pour l'Energie (IEA) publie le World Energy Outlook. Dans cette publication plusieurs scénarios d'évolution du monde de l'énergie sont proposés et analysés. Dans le plan

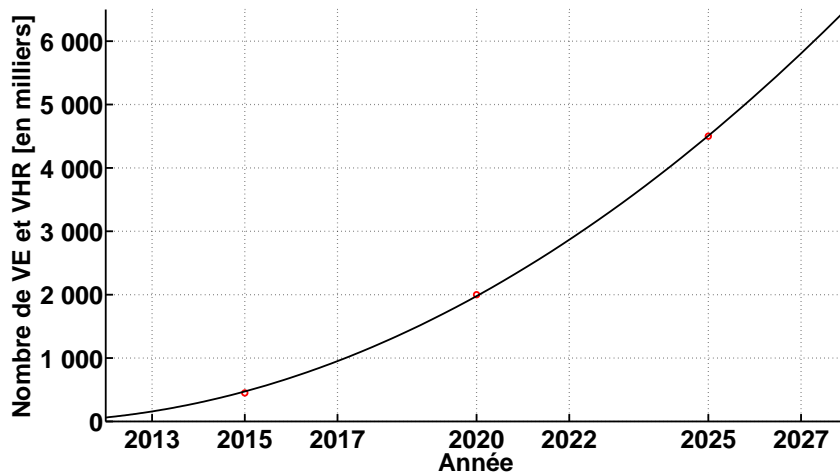


FIGURE 1.4 – PLAN NATIONAL POUR LE DÉVELOPPEMENT DES VÉHICULES HYBRIDES RECHARGEABLES ET ÉLECTRIQUES. LES POINTS EN ROUGE REPRÉSENTENT LES ANNONCES DE L'ÉTAT. LA COURBE NOIRE EST UNE INTERPOLATION FAITE EN SE BASANT SUR CES POINTS. LE CHIFFRE DE DEUX MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS EN 2020 CORRESPOND À UN TAUX D'ÉLECTRIFICATION DE 5 % DU PARC AUTOMOBILE FRANÇAIS.

BLUE MAP, qui est le scénario où l'augmentation de la concentration en CO_2 de l'atmosphère est la plus faible, l'IEA annonce 50 % de taux d'électrification du parc automobile européen en 2050 [8].

En corrélant cette donnée avec les annonces de l'État français, on obtient une prévision sur le long terme (jusqu'à 2050) qui est présentée sur la figure 1.5. Avoir une prévision sur un horizon aussi grand (40 ans) est nécessaire car le calcul de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution se fait sur cette durée. Plus un horizon de prévision est grand moins la précision de cette prévision est bonne. Cependant, en économie les décisions du présent sont surtout impactées par le futur proche. Plus on regarde loin moins cela a d'importance, la notion qui modélise cela s'appelle *l'actualisation*. L'hypothèse de 50 % de véhicules électrifiés en 2050 peut sembler cavalière, mais elle n'influe qu'en partie la validité des résultats.

Pour l'étude du sujet, la figure 1.5 sera donc utilisée pour connaître le nombre de véhicules électrifiés de la flotte.

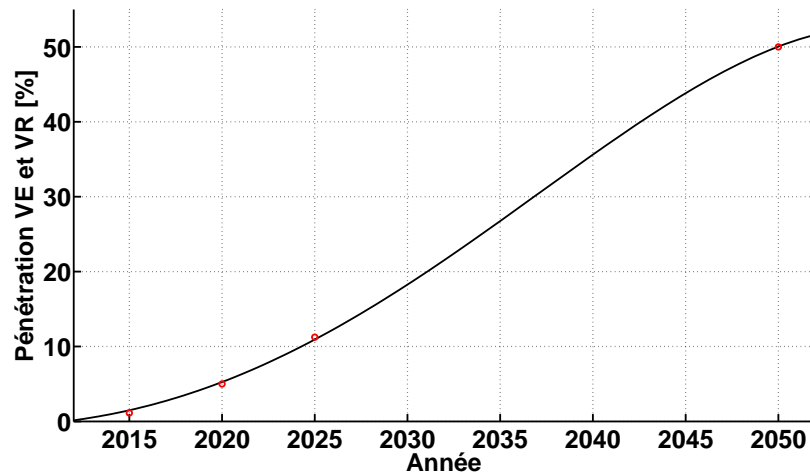


FIGURE 1.5 – PRÉVISION DE TAUX D'ÉLECTRIFICATION DU PARC AUTOMOBILE FRANÇAIS JUSQU'EN 2050. LES POINTS EN ROUGE REPRÉSENTENT LES ANNONCES DE L'ÉTAT. LA COURBE NOIRE EST UNE INTERPOLATION FAITE EN SE BASANT SUR CES POINTS.

Déploiement des infrastructures de recharge

ERDF prévoit deux millions de points de charge au domicile et deux millions de points de charge au bureau pour 2020 [9], en prenant comme référence le scénario de l'État français de deux millions de VE et VHR en 2020. Cette prévision affirme donc que la recharge des véhicules électrifiés au travail et au domicile devrait devenir la norme en France. La prévision d'ERDF s'intéresse aussi à la recharge sur l'espace public, qui représenterait environ 10 % du nombre de points de charge. Ce faible niveau s'explique par le fait que les points de charge dans l'espace public sont coûteux à mettre en place et soumis aux dégradations. Environ 20 % de ces points de charge public seraient des points de charge rapide. La répartition des différents points de charge en France en 2020 serait donc :

- 2 millions de points de charge lente à la maison et 2 millions au bureau (3,7 kW) ;
- 340 000 points de charge lente dans l'espace public (3,7 kW) ;

- 60 000 points de charge rapide dans des stations de recharge (22 ou 40 kW).

Le nombre de points de charge rapide serait donc nettement plus faible que les points de charge lente en 2020 (60 000 points de charge rapide pour 4,34 millions points de charge lente). Ce nombre relativement limité de points de charge rapide s'explique par le fait que ce procédé est le moyen le plus coûteux de recharge [7]. De plus, la charge rapide dégraderait la durée de vie des batteries, qui sont l'équipement le plus coûteux d'un véhicule électrifié. En conséquence, le livre vert du sénateur Louis Nègre, qui se focalise sur l'estimation du besoin en infrastructures de recharge [7], préconise de limiter le nombre de points de charge rapide. Les points de recharge rapide seraient donc limités en nombre et n'impacteraient pas le dimensionnement des réseaux électriques.

Dans cette étude, la recharge des véhicules électrifiés sera axée sur les points de charge lente, qui seront bien plus développés que les points de charge rapide.

1.3 L'intégration des VE et des VHR dans le système électrique

En se rechargeant les véhicules électrifiés modifient les flux de puissance des réseaux électriques et impactent leur dimensionnement et leur exploitation. Cette partie décrit le système électrique et établit un état de l'art de l'impact des VE et VHR sur ce système.

1.3.1 Introduction : le système électrique

Trois niveaux de tension existent en France, la haute tension (appelée HTB⁷, plus de 50 kV), la moyenne tension (HTA⁸, entre 1 kV et 50 kV) et la basse tension (BT⁹, moins de 1 kV). Le terme système électrique désigne l'ensemble des moyens de :

- *Production d'électricité*, ces moyens sont principalement les centrales (nucléaires, au fioul, au charbon) et les énergies renouvelables (éolien) ;
- *Transport de l'électricité*, que sont les lignes à haute tension, les transformateurs HTB/HTA ;
- *Distribution de l'électricité*, que sont les lignes basses et moyennes tensions, les transformateurs HTB/HTA, les transformateurs HTA/BT, et les compteurs électriques ;
- *Régulation*, le système électrique est soumis à des règles de fonctionnement (règles techniques pour le bon fonctionnement du système, règles économiques pour l'échange de l'électricité, obligation d'amener l'électricité sur l'ensemble du territoire national) ;
- *Conduite et de maintenance*, ce sont les moyens humains et matériels, qui permettent le bon fonctionnement du système.

La fonction du système électrique est de fournir de l'électricité aux utilisateurs, avec le meilleur service possible et à moindre coût. À partir d'un critère fonctionnel¹⁰, le système électrique peut être découpé en quatre éléments (cf. figure 1.6) :

7. HTB : Haute Tension de niveau B.

8. HTA : Haute Tension de niveau A, appelée aussi moyenne tension.

9. BT : Basse Tension.

10. On distingue les fonctions : produire l'électricité, transporter (également répartir) l'électricité, distribuer l'électricité, et consommer ; afin de découper le système électrique en tranches ou éléments. Aux fonctions de réseau s'associe couramment un niveau de tension, plus de 50 kV pour le transport et moins de 50 kV pour la distribution (les niveaux les plus utilisés en transport en France sont le 225 kV et le 400 kV, en répartition le 63 kV et le 90 kV, et en distribution le 20 kV le 15 kV et le 230 V).

1. La production ;
2. Le transport ;
3. La distribution ;
4. La consommation.

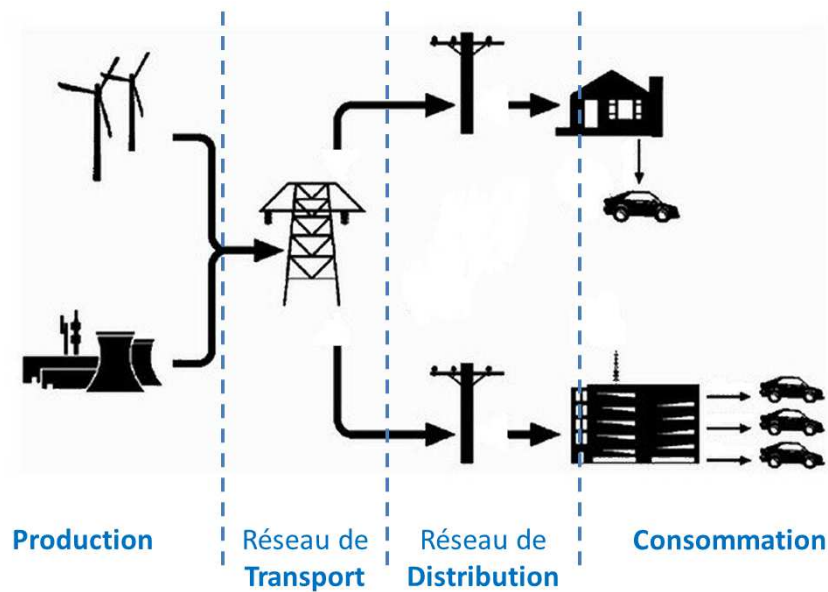


FIGURE 1.6 – LES QUATRE ÉLÉMENTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE. LA PRODUCTION, LE RÉSEAU DE TRANSPORT, LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION, ET LA CONSOMMATION. D’APRÈS [10].

Les réseaux de transport et de distribution d’électricité ne sont pas les seuls types de réseaux qui existent. Par exemple, il existe des réseaux de distribution d’eau et des systèmes gaziers. En particulier, le système gazier est comparable au système électrique, il existe des réseaux de transport du gaz à l’échelle continentale, ainsi que des réseaux de distribution qui acheminent le gaz jusqu’au domicile des consommateurs. L’électricité, l’eau, et le gaz ont un point commun l’inélasticité de la demande au prix, on ne peut pas s’en passer. L’électricité est particulière car elle ne se stocke pas à grande échelle. La combinaison de l’inélasticité de la demande au prix et de l’absence de

stockage fait de la vente et de l'achat de l'électricité un objet particulier, sur lequel la spéculation des prix représente un grand danger. La source de stockage que représente les véhicules électrifiés pourrait donc avoir une grande valeur.

Afin d'assurer le bon fonctionnement du système, des contraintes techniques sont à respecter (fréquence, tension, sécurité), elles seront décrites dans les paragraphes suivants.

1.3.2 Le système de production/transport : l'échelle continentale

Sans prendre en compte les VE et les VHR

Fonction du système de production/transport L'échelle du système de production/transport est généralement nationale, voire supranationale. En particulier, le système français est synchronisé avec le système européen continental appelé ENTSO-E. Ce système synchronisé s'étend du Portugal à la Grèce en passant par la Roumanie, la Pologne et la France, son échelle est continentale.

La fonction principale des moyens de production d'électricité est de produire de l'électricité à partir d'énergies primaires (combustible nucléaire, pétrole, vent) et de vendre ensuite cette électricité soit sur les marchés, soit de gré à gré. Les moyens de productions sont classés selon leur catégorie, on trouve les moyens de base, les moyens de semi-base et les moyens de pointe. Ces termes correspondent à :

- Moyens de base, ce sont les centrales qui fournissent l'électricité tout au long de la journée. Les centrales nucléaires, au charbon, cycle combiné au gaz, et les centrales hydrauliques au fil de l'eau peuvent être considérés comme des moyens de production de base ;

- Moyen de semi-base, ce sont les moyens qui fournissent le surplus d'électricité pendant les heures du jour. Ce sont les centrales à cycle combiné au gaz, le thermique à flamme, et l'hydraulique de retenue ;
- Moyens de pointe, ils fournissent le surplus d'électricité lors de la pointe électrique (principalement le soir vers 19 heures). Les centrales diesel, les turbines à combustion, et l'hydraulique de retenue sont des moyens de production de pointe.

Les différents types de moyens de production sont présentés sur la figure 1.7. À la classification des centrales en base, en semi-base, et en pointe, correspond une efficacité économique et technique. La correspondance entre monotone de consommation et diversification (ou concentration) des moyens de production (en fonction de leur classe) indique l'efficacité économique (ou non) du système de production. La sécurité du système électrique doit être assurée par des centrales avec certaines caractéristiques (rampe, temps de démarrage, etc.). À ces caractéristiques particulières correspond une classe de moyens de production, les moyens de pointe.

Le but premier du réseau de transport d'électricité est de transporter l'électricité sur de longues distances (plus de 50 kilomètres) et d'établir un lien entre les moyens de production et les consommateurs. En établissant un lien physique (au travers des lignes) entre les moyens de production les plus efficaces économiquement et les consommateurs, ce réseau participe grandement à l'optimisation économique du système. Le second but du réseau de transport de l'électricité est d'assurer une continuité de service. À cause du synchronisme de la fréquence au sein d'un réseau de transport (sur des zones d'échelles nationales voir supranationales, e.g. plaque européenne continentale pour l'ENTSO-E), tout défaut majeur dans la conduite du réseau de transport peut conduire à un effacement du réseau dans son ensemble et

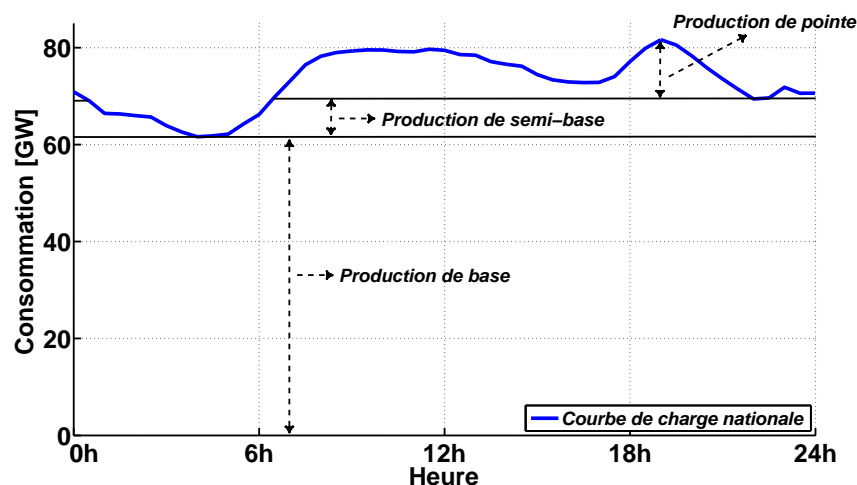


FIGURE 1.7 – SCHÉMA DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MOYENS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET COURBE DE CHARGE NATIONALE LE MERCREDI 22 JANVIER 2014. LA PRODUCTION DE BASE EST CONSTANTE TOUT AU LONG DE LA JOURNÉE, LA PRODUCTION DE SEMI-BASE CORRESPOND À UNE PRODUCTION CONSTANTE PENDANT UNE PARTIE DE LA JOURNÉE, ET LA PRODUCTION DE POINTE EST VARIABLE EN PUISSANCE.

entraîner des coûts très importants. C'est pourquoi le second but du réseau de transport est la continuité du service, la sécurité et la stabilité. Les réseaux de transports sont maillés (cf. figure 1.8), afin d'assurer la sécurité du réseau et de permettre à n'importe quel producteur de vendre de l'électricité à n'importe quel acheteur. Les flux d'électricité dans les réseaux électriques se répartissent entre les lignes selon les lois de Kirchhoff. C'est une limite que les Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) doivent prendre en compte pour la conduite de leurs réseaux¹¹.

Les services systèmes du réseau de transport Afin de garantir la sécurité du réseau de transport, les producteurs d'électricité connectés à ce réseau doivent suivre des règles imposées par les GRT. La fourniture de certains de ces services est rémunérée (en particulier le réglage de la fréquence

11. Des dispositifs permettent en partie de contrôler les flux. Par exemple, les transformateurs déphaseurs aux frontières et les convertisseurs AC/DC ou DC/AC aux extrémités des liaisons à courant continu.

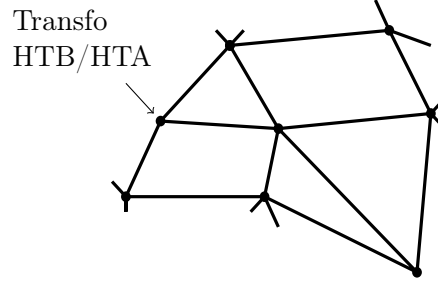


FIGURE 1.8 – EXEMPLE DE STRUCTURE MAILLÉE. LES POSTES HTB/HTA SONT RELIÉS ENTRE EUX PAR PLUSIEURS LIGNES AFIN D’ASSURER UNE PLUS GRANDE CONTINUITÉ D’ALIMENTATION.

et de la tension).

Le réglage Fréquence/Puissance Le réglage de la fréquence est nécessaire afin de [11] :

- Rendre un service acceptable pour les utilisateurs. Certains matériels utilisés ne supportent pas les excursions trop grandes de la fréquence ;
- Maintenir la sécurité du système. En cas d’écart trop important de la fréquence, certains groupes se déconnectent automatiquement du réseau et entraînent l’effondrement du réseau dans son ensemble (phénomène de black-out).

La valeur de la fréquence sur un réseau est liée à l’équilibre production/consommation. La plupart des groupes de production d’électricité sont constitués de la combinaison d’une machine électrique et d’une turbine. Les machines électriques utilisées sont généralement des machines synchrones, dont la fréquence des courants statoriques est directement liée à leur vitesse de rotation (e.g. [12] et [13]). D’après le théorème du centre d’inertie appliqué au rotor d’un groupe, on obtient :

$$J \times \frac{d\Omega(t)}{dt} = \mathcal{C}_m(t) - \mathcal{C}_{em}(t) \quad (1.1)$$

où J est le moment d'inertie du moyen de production d'électricité [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$], Ω est la vitesse de rotation du rotor [rad/s], $\mathcal{C}_m(t)$ est le couple moteur exercé par la turbine sur l'arbre du groupe [$\text{N}\cdot\text{m}$], et $\mathcal{C}_{em}(t)$ est le couple électromagnétique exercé par la charge (le réseau électrique) du groupe [$\text{N}\cdot\text{m}$].

La vitesse de rotation du rotor d'une machine synchrone est liée à la fréquence du réseau par $\Omega = \frac{2\cdot\pi\cdot f}{n}$, où f désigne la fréquence du réseau et n le nombre de paires de pôles de la machine, donc l'équation précédente devient :

$$\frac{J \cdot 2 \cdot \pi}{n} \times \frac{df(t)}{dt} = \mathcal{C}_m(t) - \mathcal{C}_{em}(t) \quad (1.2)$$

Le lien qui existe entre équilibre « production (\mathcal{C}_m) / consommation (\mathcal{C}_{em}) » et fréquence (f) apparaît. Si un déséquilibre apparaît entre \mathcal{C}_m , qui est lié au réglage de la turbine, et \mathcal{C}_{em} , qui est lié à la consommation du réseau, alors la fréquence se met soit à augmenter, soit à diminuer.

Les groupes de production d'électricité sont asservis en puissance car c'est en énergie (à puissance constante pendant une heure) que les contrats de vente d'électricité sont conclus. Le schéma de la figure 1.9 présente un asservissement en puissance d'un groupe de production électrique. Le principe de cet asservissement est d'agir sur la consigne de couple de la turbine ($\Delta\mathcal{C}$ sur le schéma) pour régler la puissance générée par la machine synchrone. Par exemple, sur une turbine à vapeur, on règle la puissance en ouvrant plus ou moins la valve d'admission de vapeur, ce qui change le couple mécanique (sur une centrale hydroélectrique, on agit sur la valve d'admission d'eau qui envoie le liquide sous pression sur la turbine Pelton). Un écart production/consommation conduit à une déviation de la fréquence (cela a été indiqué précédemment) et donc à un changement de la vitesse de ro-

tation du groupe. À couple constant, si la vitesse de rotation du rotor diminue alors la puissance fournie par la centrale diminue (par définition on a : $P_{méca} = \mathcal{C} \times \Omega$). L'asservissement augmente alors le couple et l'équilibre entre \mathcal{C}_m et \mathcal{C}_{em} se rétablit naturellement, ainsi que l'équilibre production/consommation. C'est ainsi que se comportent les moyens de production du réseau sans les dispositifs de réglage de la fréquence.

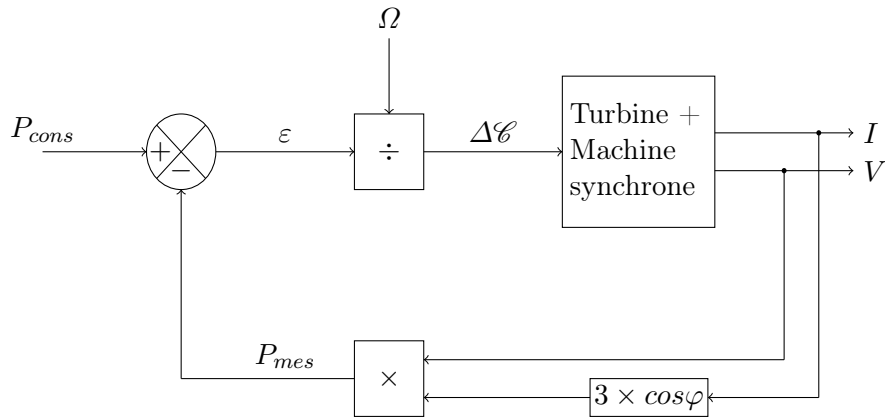


FIGURE 1.9 – ASSERVISSEMENT EN PUISSANCE D'UN GROUPE DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE. P_{cons} DÉSIGNE LA CONSIGNE DE PUISSANCE [W], P_{mes} LA PUISSANCE MESURÉE [W], I LE COURANT DANS UNE PHASE [A], V LA TENSION PHASE-NEUTRE [V], ε L'ERREUR DE PUISSANCE [W], Ω LA VITESSE DE ROTATION DU ROTOR [RAD/S], $\Delta\mathcal{C}$ L'ERREUR DE COUPLE [N·M], φ DÉSIGNE L'ANGLE ENTRE LE COURANT ET LA TENSION, ET LE BLOC « TURBINE + MACHINE SYNCHRONE » DÉSIGNE LE PROCESSUS À ASSERVIR. LE CORRECTEUR N'A PAS ÉTÉ REPRÉSENTÉ ICI.

Cependant, ce réglage « naturel » du réseau conduit à des excursions en fréquence trop importantes et intolérables (l'ENTSO-E tolère une excursion autour de 50 Hz $\pm 0,8$ Hz). Il a donc été décidé de mettre en œuvre des moyens de rétablissement de l'équilibre production/consommation plus rapides et asservis directement sur la valeur de la fréquence. Ces moyens sont classés en trois catégories, qui sont leur type d'asservissement, leur vitesse (temps de réponse), et l'échelle géographique selon laquelle ils sont appelés (cf. [14] et [15]) :

1. *Le réglage primaire de la fréquence*, l'asservissement est de type propor-

tionnel, le temps de réponse est de 15 secondes, les moyens sont appelés sur tout le réseau de transport (plaque continentale européenne pour l'ENTSO-E) ;

2. *Le réglage secondaire de la fréquence*, l'asservissement est de type proportionnel intégral (on ramène la fréquence à sa valeur de consigne de 50 Hz), le temps de réponse est de plusieurs minutes, les moyens sont appelés au niveau national (si l'origine de l'écart à une origine française alors les moyens de réglage qui compensent cet écart sont situés en France). Ce réglage est appelé à la suite du réglage primaire et sert (en plus de ramener la fréquence à 50 Hz) à libérer les réserves primaires qui ont été mobilisées quelques secondes après la détection de l'écart ;
3. *Le réglage tertiaire de la fréquence*, l'asservissement est manuel, le temps de réponse est d'une dizaine de minutes, les moyens sont appelés au niveau infra-national. Ce réglage sert à libérer les réserves secondaires. En France, ce service système est organisé selon des règles de marché et est également connu sous le nom de mécanisme d'ajustement.

Le service système du réglage de la fréquence est rémunéré et pourrait donc avoir un intérêt tout particulier pour les véhicules électrifiés, s'ils sont utilisés comme un moyen de stockage.

Réglage de la tension Une seconde grandeur physique, en plus de la fréquence, est régulée sur le réseau de transport. Il s'agit de la tension. Maintenir une tension à une valeur acceptable est important car [11] :

- Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge, ainsi que provoquer le déclenchement des protections des moyens de production

et provoquer un effondrement du réseau de transport ;

- Les tensions hautes entraînent un vieillissement des équipements de réseau, tels que les transformateurs, et peuvent provoquer leur destruction.

À cause des caractéristiques des lignes du réseau de transport, qui sont principalement inductives ($X \approx 10 \times R$), la tension du réseau de transport est très sensible au flux d'énergie réactive. Le réglage de la tension se fait donc principalement en injectant, ou en soutirant, de l'énergie réactive sur le réseau, soit en :

- Connectant des dispositifs réactifs (capacités, FACTS), dans ce cas ce sont les GRT qui sont les propriétaires de ces dispositifs. Ce sont des moyens de conduite du réseau qui ne sont pas directement rémunérés ;
- Commandant les machines synchrones des moyens de production dans le plan (P,Q), afin d'injecter de l'énergie réactive sur le réseau. Dans ce cas les groupes qui y participent sont rémunérés.

De la même façon que pour la fréquence, les moyens de réglage de la tension sont classés selon le type d'asservissement (du niveau de tension ou du niveau de réactif), il y a deux catégories :

1. *Le réglage primaire de la tension.* Il se fait avec un correcteur de type proportionnel (soit sur une mesure de la tension statorique, soit sur une consigne basée sur la tension du point de connexion). Il se fait aussi sans asservissement à $\tan \varphi$ constant ;
2. *Le réglage secondaire de la tension.* Il dispose d'un correcteur proportionnel intégral soit sur un critère de niveau de production d'énergie réactive, soit sur un critère de niveau de tension. Il se fait également au niveau zonal grâce à un algorithme de RTE¹² (réglage RSCT, cf.

12. RTE ou Réseau de Transport d'Électricité est le GRT Français.

[11]).

Autres types de services systèmes pour le réglage de la tension

D'après [11] d'autres services de réglage de la tension existent en France :

1. *Réactif à l'interface des gestionnaires de réseaux publics d'électricité*, traite de l'influence des réseaux de distribution sur la tension du réseau de transport ;
2. *Diagrammes U/Q* , chaque groupe adresse à RTE son diagramme U/Q , qui indique les caractéristiques électriques de la machine du groupe.

Autres types de services systèmes D'après [11] d'autres services systèmes sur le réseau de transport existent en France :

1. *Stabilité*, les événements imprévus peuvent affecter la stabilité des groupes et entraîner des oscillations de la fréquence du groupe. Les groupes doivent communiquer leurs caractéristiques en terme de stabilité à RTE ;
2. *Réseau séparé*, en cas de séparation d'une partie du réseau il se crée un réseau isolé (séparé). Les groupes de plus 40 MW doivent participer à la tenue du réseau séparé, afin de maintenir une continuité d'alimentation au sein du réseau isolé et de faciliter ensuite la reconnexion ;
3. *Reconstitution du réseau/Renvoi de tension*, après effondrement du réseau il faut reconnecter petit à petit les producteurs et les consommateurs au réseau de transport. En particulier, une partie des groupes doit avoir une capacité de "black-start", c'est à dire être capable de démarrer sans alimentation électrique extérieure ;
4. *Système de protection contre les défauts d'isolement*, les utilisateurs doivent mettre en place des systèmes capables d'éliminer les défauts

d'isolement, et les groupes doivent pouvoir détecter et éviter de participer à l'alimentation des défauts de court-circuit ;

5. *Échange d'informations et système de téléconduite*, les groupes de plus de 120 MW qui participent au réglage primaire ou secondaire de la fréquence, ou au réglage primaire et secondaire de la tension, doivent transmettre des informations techniques à RTE. Le but est de permettre à RTE d'avoir une image en temps réel du réseau et d'obtenir les données d'entrées pour ses modèles prédictifs ;
6. *Comptage*, les raccordements au réseau de transport nécessitent un comptage des échanges d'énergie et la facturation des échanges d'énergie entre les gestionnaires du réseau de distribution, les GRT et les producteurs.

Impact des véhicules électrifiés sur le système de transport/production

Impact sur les flux électriques et sur la capacité de production

Dans la littérature, la plupart des études se focalisent sur le réseau de distribution d'électricité car l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de transport serait faible [16]. Dans [17] l'évaluation, de l'impact des VE et des VHR sur le réseau de transport Suisse, est effectué en considérant une flotte d'un million de véhicules électrifiés. Il en ressort que pour la recharge non contrôlée (quand l'utilisateur le souhaite), les lignes du réseau de transport sont surchargées de 25 % lors des pics. Dans le cas d'une recharge intelligente (où l'on évite de charger pendant les pics), la surcharge est inexistante.

La recharge des véhicules électrifiés ne nécessite pas l'appel des moyens de production coûteux (semi-base, pointe), à condition de ne pas effectuer la recharge lors du pic journalier, [18] a étudié cet aspect sur le réseau de transport

de l'état du Vermont aux USA. En France le niveau maximal d'électrification du parc automobile, qui ne nécessiterait pas d'investissements dans de nouveaux moyens de production (par rapport à 2015), varie de 9 % à 50 % selon la période de recharge [19]. L'utilisation de solutions de recharge intelligente permet de faire monter ce niveau à 72 %. Le taux de pénétration annoncé pour 2020 est de 5 %, et en 2025 il est de 11,25 % (cf. figure 1.4), si ce scénario se précise il ne sera pas nécessaire d'avoir recours à des moyens de recharge intelligente avant 2025. Dans [20] et [21] l'impact des VE et des VHR sur la capacité de production de la zone de Cincinnati Gas and Electric et de San Diego Gas and Electric aux USA est étudié. En augmentant l'énergie consommée lors des périodes de creux, les véhicules électrifiés augmentent le facteur de charge des centrales de base et diminuent le coût marginal de l'électricité [21].

Les véhicules électrifiés et la coupure de la pointe électrique : le peak shaving Des études (comme [22]) ont proposé, ces dernières années, d'utiliser les véhicules électrifiés comme moyen de stockage de l'électricité, avec comme visée la participation à la conduite du système électrique, c'est ce qui est appelé couramment le Vehicle to Grid (V2G). Les véhicules électrifiés pourraient en particulier être utilisés comme moyen de coupure de la pointe électrique. La coupure de la pointe électrique consiste à décharger le moyen de stockage (ici les VE ou les VHR) lors de la pointe électrique. La définition de la pointe électrique et les critères à prendre en compte se font différemment selon les études. Dans [23] un critère de saison (hiver et été) permet de définir la période de décharge, au sein de cette période les véhicules se déchargeraient 15–50 jours par an. Une période horaire fixe selon le jour (10–12 heures et 13–17 heures) est choisie pour la décharge. Dans [10]

le critère est journalier et la rentabilité économique de la décharge est prise en compte, les auteurs annoncent plusieurs centaines d’heures de décharge par an. Dans [24] le critère est le prix de l’électricité, la décharge est permise quand elle est estimée être rentable. L’intérêt pour le propriétaire du véhicule serait d’augmenter ses revenus grâce à la vente d’électricité, dans [10] le gain est estimé à \$ 290 par an, pour un véhicule se déchargeant 200 heures sur l’année à une puissance de 15 kW. Dans [24] le gain espéré diffère selon le coût de l’électricité, il varie de $-5\,000$ yens par an (une perte, si l’écart prix pic/prix creux – le “spread” – est faible) à $15\,000$ yens par an (dans le cas où l’écart prix pic/creux est grand).

Les véhicules électrifiés et le réglage de la fréquence Les moyens de stockage, et donc les VE et les VHR, seraient adaptés au réglage de la fréquence (cf. [10] et [25]). La référence [10] annonce un gain de \$ 2 500 pour un véhicule participant au réglage primaire de la fréquence avec une capacité de 15 kW. Pour un véhicule participant au réglage tertiaire, de la fréquence le gain serait de \$ 250 à 15 kW. Un autre chiffre est donné par [26], la capacité prise y est de 2,5 kW (une valeur proche de celle d’un chargeur de charge lente de 3,7 kW), dans cette étude le chiffre évoqué est 100 euros de gain par véhicule électrifié par an.

Les véhicules électrifiés et l’éolien Depuis 1997 et que Kempton a proposé d’utiliser les véhicules électrifiés pour faciliter l’intégration des énergies renouvelables¹³ [22], l’idée d’un couplage des VE et des VHR avec ces énergies a émergé. Dans [27] la recharge des véhicules électrifiés est utilisée afin de limiter la coupure d’énergie éolienne en cas d’excès de production. La

13. À partir d’un certain niveau d’énergie éolienne, le stockage deviendrait nécessaire pour lisser la courbe de production. En stockant l’excédent d’énergie photovoltaïque et en réinjectant de l’électricité le soir, l’intérêt du photovoltaïque augmenterait.

publication [28] utilise le stockage pour compenser l'écart entre production éolienne et sa prévision de la veille. Un calcul stochastique y est mené, il prend en compte le coût de l'erreur de production (ce coût qui est une notion proche de celui du coût des pénalités actuellement pratiquées sur le mécanisme d'ajustement) afin de dimensionner une installation de stockage fixe, proche du site de production éolienne. Cette méthode qui s'applique à un stockage statique (à un endroit particulier) pourrait être utilisée pour le stockage dynamique (un véhicule se déplace, se connecte à différents endroits du réseau), que représentent les véhicules électrifiés dans un contexte V2G.

1.3.3 Le système de distribution/consommation : l'échelle régionale

Sans prendre en compte les VE et VHR

Fonction du système de distribution/consommation L'échelle d'un réseau de distribution est régional, typiquement un réseau de distribution est celui d'une ville moyenne (une dizaine de milliers d'habitants). En France, Électricité Réseau Distribution France (ERDF) est le principal Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD).

Le but du réseau de distribution de l'électricité est de transporter l'électricité sur de courtes distances (moins de 50 kilomètres). Ce réseau est appelé réseau de distribution car l'énergie du réseau de transport y est prélevée, puis distribuée (détaillée) à chaque consommateur individuel. La sécurité d'alimentation du réseau de distribution est moindre que la sécurité du réseau de transport. Les GRD résolvent l'équation d'optimisation qui consiste à rendre le meilleur service au moindre coût, et sont donc amenés à faire des compromis. En particulier les réseaux de distribution subissent des coupures, l'impact d'une coupure d'alimentation est moins important que sur le réseau

de transport car elle touche beaucoup moins de monde (le réseau est plus petit et donc le coût est bien moindre que sur le réseau de transport). La structure des réseaux de distribution est généralement arborescente. Sur la figure 1.10, un exemple de structure de réseau de distribution est présenté.

La consommation se fait après le point de connexion (HTB, HTA, ou BT). Il existe trois types de consommateurs :

- Ceux qui sont connectés sur le réseau HTB, ce type de consommateurs n'utilise pas le réseau de distribution et n'a donc pas à en supporter les coûts. Ce sont de gros consommateurs industriels (industrie sidérurgique, etc.) ;
- Ceux connectés au réseau HTA, ils utilisent le réseau de distribution HTA et le réseau HTB, et leur facture d'électricité prend en compte les coûts de ces réseaux. Ces consommateurs sont en général des professionnels (capacité minimum de 36 kVA, secteur tertiaire) ;
- Ceux connectés au réseau BT, qui participent aux coûts des réseaux HTB, HTA et BT. Ce sont principalement les charges résidentielles.

Les différents éléments du système de distribution/consommation d'électricité Le système de distribution et de consommation d'électricité est composé de :

- *Charges*, ce sont les consommateurs résidentiels, consommateurs industriels, ou consommateurs du secteur commercial et tertiaire ;
- *Lignes et de câbles*¹⁴, qui transportent l'électricité. En distribution, on distingue deux niveaux de tension, HTA et BT ;
- *Transformateurs de puissance*, qui abaissent la tension. On trouve deux types de transformateurs sur le réseau de distribution (cf. figure 1.10).

Les transformateurs HTB/HTA abaissent la tension du réseau de trans-

14. Dans la suite, le terme conducteur désignera indistinctement une ligne ou un câble.

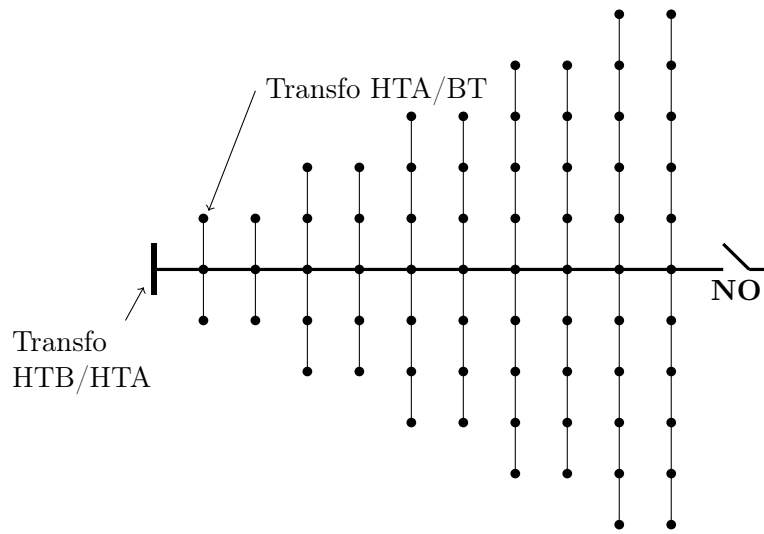


FIGURE 1.10 – EXEMPLE DE STRUCTURE ARBORESCENTE D’UN RÉSEAU HTA. LA LIGNE EN TRAIT ÉPAIS DÉSIGNE L’ARTÈRE PRINCIPALE DONT LA SECTION EST PLUS GRANDE QUE CELLE DES ANTENNES QUI SONT DÉSIGNÉES PAR LES LIGNES EN TRAITS FINS. NO INDIQUE LA PRÉSENCE D’UN INTERRUPTEUR OUVERT (NO POUR NORMALEMENT OUVERT) POUR LA RECONNEXION EN CAS DE DÉFAUT. SOURCE [29] PAGE 484.

port au niveau de la tension du réseau de distribution, ils sont situés dans les postes sources, où la connexion avec le réseau de transport se fait. Les transformateurs HTA/BT abaissent la tension au niveau BT. En effet, le niveau de tension doit être de quelques centaines de volts pour être utilisable pour un usage domestique ;

- *De systèmes de sécurité et de conduite du réseau*, ce sont les disjoncteurs, les fusibles, les sectionneurs, les régulateurs en charge sur certains transformateurs (installés sur les transformateurs HTB/HTA), les dispositifs d’injection de puissance réactive (afin de régler le niveau de tension). Ces dispositifs assurent la sécurité du réseau en isolant une partie en cas de défaut, ainsi que la conduite du réseau en abaissant ou en relevant le niveau de tension en certains points ;
- *De producteurs d’électricité*, qui injectent de l’énergie sur le réseau de distribution d’électricité. En présence de ces producteurs, les flux

d'électricité changent et le renvoi d'énergie par le réseau de distribution vers le réseau de transport devient possible. Les dispositifs utilisés pour la production sont : les petits producteurs éoliens, la production par panneaux photo-voltaïque. Il existe d'autres dispositifs plus anecdotiques : l'énergie de la biomasse, la micro-cogénération et le petit hydraulique.

Dans la suite de cette thèse, une grande partie du manuscrit se focalisera sur le dimensionnement des câbles et des lignes du réseau de distribution.

Ces dernières années l'idée de réseau intelligent ou de "smart grid" a émergée. Jusqu'ici dans un réseau électrique, seuls les moyens de production étaient commandables, ou étaient des acteurs du système. Avec le paradigme "smart grid" les moyens de consommation deviendraient eux aussi des acteurs du système électrique, c'est à dire qu'ils ajusteraient leur consommation en fonction de l'état du système. En particulier, si les prix de l'électricité étaient élevés, les moyens de consommation pourraient diminuer leur niveau et donc rendre la consommation d'électricité élastique au prix. La plupart des moyens de consommation sont situés sur le réseau de distribution¹⁵, et c'est donc en aval du réseau de distribution que la «réserve intelligente» se trouve. Un focus tout particulier est donc fait dans les études sur le système de distribution/production. Une autre raison que le fait de rendre le système plus flexible (et donc plus efficace) explique le recourt à cette idée, l'introduction des énergies renouvelables intermittentes. L'éolien et le photovoltaïque ne sont pas contrôlables¹⁶, et donc une partie de la production n'est plus considéré comme un acteur. Le niveau de flexibilité diminue avec

15. En France en 2009, 80 % de la consommation (en énergie sur l'année) s'est faite en aval des réseaux de distribution. Dont 35 % directement en aval du réseau HTA et 45 % en aval du réseau BT.

16. L'éolien et le photovoltaïque sont contrôlables, mais dans un sens seulement, on peut diminuer la production mais on ne peut pas l'augmenter (en l'absence de vent ou de soleil).

l'introduction des énergies renouvelables, le retour aux "smart grid" permet de rétablir ce niveau.

Impact des véhicules électrifiés sur le système de distribution

Thématiques Avec l'introduction des véhicules électrifiés dans le marché automobile, de nombreuses études ont été consacrées à l'impact des véhicules électrifiés sur le système électrique, et en particulier, à l'impact sur le réseau de distribution. Les études abordent trois thématiques principales (qui peuvent être imbriquées dans les publications) :

1. L'impact de la recharge des VE et des VHR sur le plan de tension du réseau de distribution ;
2. L'impact de la recharge des VE et des VHR sur le dimensionnement des éléments du réseau de distribution. En se focalisant principalement sur deux éléments du réseau :
 - Les transformateurs HTB/HTA et HTA/BT. Deux sous-thématiques existent : l'impact sur les pertes Joule et l'impact sur la durée de vie des transformateurs¹⁷ ;
 - Les lignes et câbles du réseau de distribution avec l'étude de l'impact sur les pertes Joule ;
3. La conception d'algorithmes de coordination de la recharge des véhicules électrifiés, ou recharge intelligente.

Impact sur le plan de tension La recharge des véhicules électrifiés entraîne une augmentation du courant transmis par les conducteurs du réseau de distribution et donc des chutes de tension. La référence [30] montre qu'à fort niveau de pénétration ($\approx 50\%$) la chute de tension peut atteindre $4,5\%$

17. Parfois les études qui se concentrent sur les lignes et les câbles s'intéressent également à la tenue du plan de tension. C'est une première imbrication des thématiques.

sur le réseau BT (la chute de tension maximale en France est de -10%) pour les nœuds distants. Cependant, si les véhicules électrifiés se chargent sur les nœuds les moins distants la chute de tension maximale n'augmente plus que de $0,13\%$. El Nohazy dans [31] a mené une analyse probabiliste de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution. Les résultats montrent, à contrario de la référence précédente, que même pour un niveau de pénétration de 100% la chute de tension supplémentaire n'excède pas 1% . La limitation de la chute de tension à une valeur très faible est due à l'action du régleur en charge, cependant le nombre d'actions sur ce régleur augmente (ce qui diminue sa durée de vie).

Impact sur le dimensionnement des transformateurs Les références [32] [33] [34] et [35] se focalisent sur le transformateur HTA/BT et analysent l'impact des véhicules électrifiés sur la durée de vie des transformateurs. Ils montrent que sous certaines conditions (recharge de nombreux véhicules lors du pic) la durée de vie des transformateurs peut être fortement réduite. À contrario, El Nohazy dans [31] montre que la probabilité de saturer (d'excéder la capacité maximum) le transformateur HTA/BT aux USA est faible, il calcule $0,1\%$ de probabilité de saturation pour 50% de taux de pénétration avec un scénario de recharge naturelle. Cependant, en ce qui concerne l'impact sur la saturation du transformateur HTB/HTA l'impact serait plus fort, avec 15% de saturation pour 50% de véhicules électrifiés.

Impact sur le dimensionnement des lignes et câbles Dans la littérature certains papiers abordent le sujet de l'impact des véhicules électrifiés sur les pertes Joule (e.g. [36] et [37]). Généralement, ces études se focalisent sur la minimisation des pertes Joule induites par la recharge des VE et VHR sur un réseau donné (e.g. [38] [39] [40] et [41]). El Nohazy dans [31] affirme que la

capacité des conducteurs du réseau de distribution est suffisante tant que le taux de pénétration n'excède pas 40 %. Il affirme également que l'augmentation des pertes Joule est de 3,5 % pour 10 % de taux de pénétration. La référence [42] montre l'intérêt de la recharge intelligente pour réduire les pertes Joule dans un environnement incertain. Dans [39] l'intérêt d'avoir recours à un algorithme de recharge intelligente pour réduire les pertes est présenté.

Algorithmes de recharge intelligente Afin de diminuer l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution, certains auteurs se sont intéressés à la conception d'algorithmes de recharge intelligente. Il y en a principalement deux types :

1. *Les algorithmes centralisés*, où une entité (agrégateur) choisit d'autoriser ou non la recharge des VE ou des VHR. Comme dans [41] où l'objectif est de minimiser les pertes Joule, dans [39] une fonction multi-objectifs est proposée, la dépendance entre facteur de charge, pertes et prévision de consommation est étudiée. La référence [34] propose un algorithme qui prend en compte la durée de vie du transformateur HTA/BT. Et [42] prend en compte les contraintes du transformateur, des lignes, des chutes de tension, dans un contexte de production décentralisée sur le réseau de distribution, afin de proposer un algorithme ;
2. *Les algorithmes décentralisés*, ces algorithmes sont qualifiés de décentralisés car ils permettent au propriétaire du véhicule de prendre ses propres décisions de recharge et évitent d'avoir recours à un coordinateur « tout puissant ». La théorie des jeux peut être utilisée pour proposer des algorithmes décentralisés. Ainsi, dans [43] la théorie des jeux est utilisée pour concevoir un algorithme qui permet aux véhicules électrifiés de participer au réglage de la fréquence. Dans [33] un algo-

rithme de recharge intelligente, qui prend en compte la durée de vie du transformateur HTA/BT, est proposé.

Ce sont les deux principaux types d'algorithmes de recharge intelligente.

1.4 Planning des réseaux de distribution

1.4.1 Topologie des réseaux de transport/distribution

Les réseaux électriques sont organisés de manière hiérarchique, du niveau de tension le plus élevé (HTB) vers le niveau le plus bas (BT) en passant par la moyenne tension (HTA), cf. figure 1.11. Les moyens de production centralisés (centrales nucléaires, au charbon, etc.) sont connectés au réseau de transport très haute tension HTB2 (225 kV) et HTB3 (400 kV). L'électricité est ensuite transportée sur le réseau HTB2–3, abaissée (transformée) au niveau HTB1 et transportée sur le réseau de répartition haute tension HTB1 (63 kV et 90 kV). Puis l'électricité est transformée au sein des postes sources (transformateurs HTB1/HTA) et distribuée sur le réseau HTA. L'étape finale est la transformation puis la distribution en basse tension qui n'est pas représentée sur la figure. Les réseaux HTA sont des réseaux radiaux (comme l'exemple de la figure 1.10, qui est repris pour construire le réseau HTA de la figure 1.11) qui doivent amener l'électricité dans toute la zone autour du poste source. Afin de couvrir l'ensemble de la zone, plusieurs départs HTA ont lieu à partir du poste, dans l'exemple de la figure 1.11 il y a huit départs HTA par poste source. Finalement, l'électricité est convertie en basse tension et distribuée dans les quelques centaines de mètres autour du transformateur HTA/BT.

Le réseau de répartition a une fonction qui n'a pas été clairement définie, distribution ou transport. Précédemment, les réseaux ont été définis par leur

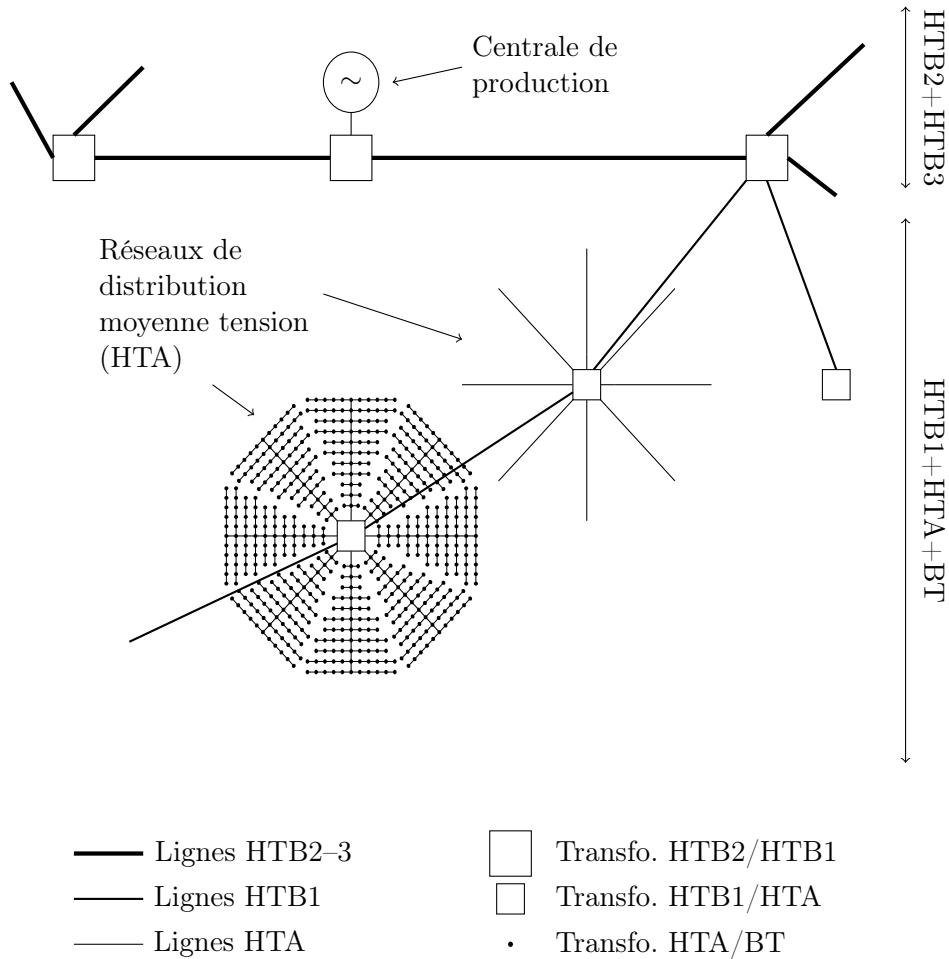


FIGURE 1.11 – LE SYSTÈME EST STRUCTURÉ DE MANIÈRE HIÉRARCHIQUE EN FONCTION DU NIVEAU DE TENSION. EN FRANCE, LE NIVEAU DE TENSION EN HTB2 EST 225 kV (ET 400 kV HTB3), EN HTB1 IL EST 63 kV ET 90 kV, EN HTA IL EST DE 20 kV ET 15 kV, ET 230 V EN BT. DEUX RÉSEAUX HTA SONT REPRÉSENTÉS AUTOUR DES DEUX SOUS-STATIONS, EN BAS DU SCHÉMA. SUR LE PREMIER RÉSEAU HTA (AU MILIEU, À DROITE) SEULES LES ARTÈRES PRINCIPALES SONT REPRÉSENTÉES. LE SECOND RÉSEAU HTA (EN BAS, À GAUCHE) REPRÉSENTE UN RÉSEAU HTA COMPLET (SUR LE MODÈLE DE LA FIGURE 1.10), CE RÉSEAU COUVRE ENTIÈREMENT LA ZONE À DESSERVIR AUTOUR DU TRANSFORMATEUR HTB1/HTA. LE RÉSEAU BT N'EST PAS REPRÉSENTÉ. D'APRÈS [29] PAGE 7 FIG. 1.2.

fonction :

- La fonction du réseau de transport d’électricité est de créer un lien entre le producteur et le consommateur, et de leur permettre d’échanger de l’électricité dans les meilleures conditions possibles (concept de la plaque de cuivre) ;
- La fonction du réseau de distribution d’électricité est de détailler l’électricité aux consommateurs particuliers (résidentiels, tertiaire, etc.).

Le réseau HTB2–3 correspond bien à la définition du réseau de transport, en liant les producteurs avec des consommateurs agrégés (du même ordre, plusieurs centaines de MW) au travers des postes de transformation HTB2–3/HTB1. De même que les réseaux HTA et BT détaillent l’électricité aux consommateurs, l’électricité est répartie, au fur et à mesure, entre des lignes qui sont de plus en plus nombreuses. Le réseau de répartition HTB1 satisfait ces deux critères en même temps, il détaille l’électricité sur les transformateurs HTB1/HTA et fait également le lien entre blocs de consommateurs et de producteurs.

1.4.2 Dimensionnement et infrastructures de réseau

La minimisation des coûts (qui constitue le but du planning) se fait par le dimensionnement des infrastructures (cf. [44] et [45] qui s’intéressent à la minimisation des coûts des transformateurs) et leur placement (lignes, transformateurs, dispositifs de conduite).

Le réseau de répartition conditionne le placement des sous-stations (qui sont un élément important du réseau de distribution), le dimensionnement du réseau de distribution doit être fait conjointement avec le dimensionnement du réseau de répartition. Quatre variables de dimensionnement d’un réseau d’électricité (cf. [29] page 36) influencent le choix des éléments du réseau :

1. Espacement entre les sous-stations (les transformateurs HTB1/HTA) ;
2. Capacité et nombre de sous-stations ;
3. Niveau de tension du réseau HTB1 (choix entre 63 kV et 90 kV en France) ;
4. Niveau de tension du réseau HTA (20 kV ou 15 kV en France, 13,8 kV ou 23,9 kV aux USA).

Ces variables sont liées et le choix de l'une d'entre elles conditionne en partie le choix des autres. Par exemple, le choix de l'espacement entre les sous-stations détermine la valeur de la capacité du transformateur¹⁸. Les principales interactions entre les variables sont indiquées ci-dessous (cf. [29] page 36) :

1. Espacement des sous-stations (des transformateurs HTB1/HTA).
 \Rightarrow Conditionne la longueur du réseau HTA et les capacités des transformateurs ;
2. Capacité et nombre de sous-stations.
 \Rightarrow Conditionne l'espacement des sous-stations et la longueur du réseau HTA ;
3. Niveau de tension HTB1.
 \Rightarrow Influence la longueur du réseau HTB1 et l'espacement des sous-stations ;
4. Niveau de tension HTA.
 \Rightarrow Influence la longueur du réseau HTA et l'espacement des sous-stations.

18. Si l'on éloigne deux postes sources, alors la zone que chaque poste source doit desservir est plus grande (il faut toujours amener l'électricité sur l'ensemble du territoire). Si la densité spatiale de consommation est constante, alors chaque poste source voit la puissance qu'il transite augmenter, et par conséquent sa capacité doit être augmentée.

Le but d'un planificateur du réseau de distribution est de choisir le jeu de variable qui minimise le coût total du système de distribution (sous réserve de respect du niveau de qualité de l'électricité et de faisabilité du réseau).

Une première étape est le choix des niveaux de tension HTB1 et HTA qui impactent les coûts du système de répartition/distribution/consommation. Le choix du couple HTB1 et HTA se base sur un optimum entre deux notions :

- Plus le niveau de tension d'un équipement est élevé, moins les coûts par MW sont élevés. En effet, augmenter le niveau de tension diminue le courant et diminue les pertes Joule, le coût est donc plus faible. C'est le premier effet, augmenter le niveau de tension diminue le coût¹⁹ ;
- Les équipements haute tension ne sont disponibles que pour des capacités élevées²⁰ (beaucoup de MW). Cela conduit, pour les réseaux peu chargés (qui voient passer peu de MW), à choisir des équipements sur-dimensionnés, ce qui induit un surcoût.

La figure 1.12 présente l'impact du choix du couple de tension HTB1/HTA sur le coût (aux USA, la courbe est aussi fonction de la capacité de la sous-station²¹). Pour un réseau chargé, où la capacité du poste source est de 125 MVA²², plus les niveaux de tension sont grands (le minimum est pour le couple HTB1 à 161 kV et HTA à 23,9 kV, ce sont des niveaux de tension utilisés aux USA), plus le coût est faible. À l'inverse, pour un réseau peu chargé (sous-station de 25 MVA), le coût est plus faible pour un couple HTB1/HTA de faible niveau (dans l'exemple le niveau HTB1 est de 69 kV et HTA à 13,8 kV). Dans le cas de la figure 1.12 le réseau optimal correspond à

19. Tout particulièrement en ce qui concerne les lignes et les câbles où le coût dépend directement des pertes Joule.

20. Par exemple en France, les lignes HTA ont une section minimale de 54 mm². Il existe une limite basse pour les sections de lignes, plus la section est petite moins la résistance mécanique de la ligne est bonne.

21. La capacité des sous-stations dépend aussi de l'espacement des sous-stations.

22. À priori, plus la capacité du transformateur est grande plus le réseau voit passer de MW.

un couple HTB1 161 kV et HTA 23,9 kV, et à une sous-station de capacité de 125 MVA. Une fois le choix des niveaux de tension fait, le dimensionnement détaillé des infrastructures peut être effectué (comme dans [44], [45] et [46] où les auteurs se concentrent sur le transformateur).

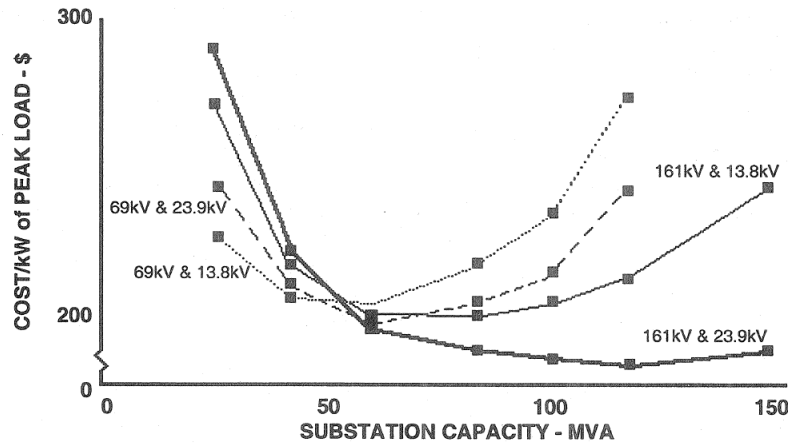


FIGURE 1.12 – COÛT PAR kW D'UN SYSTÈME DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ, POUR DIFFÉRENT NIVEAU DE TENSION HTB1/HTA AUX USA. CE COÛT EST ÉGALEMENT DONNÉ EN FONCTION DE LA TAILLE DE LA SOUS-STATION (LE TRANSFORMATEUR HTB1/HTA). CES COURBES PERMETTENT DE DÉTERMINER LE RÉSEAU OPTIMAL, POUR LEQUEL LE COÛT EST LE PLUS FAIBLE. SOURCE [29] PAGE 37.

Le principe de dimensionnement des infrastructures de réseau se fait après obtention des courbes, telles que celles de la figure 1.12. Cette méthodologie peut être qualifiée de « classique ». L'évolution des réseaux de distribution ces dernières années amène à une révision de cette méthodologie car l'introduction des moyens de production décentralisée entraîne une évolution des méthodes.

1.4.3 Les « deux Q », Qualité et Quantité d'électricité

Le but du planning des réseaux de distribution d'électricité est la minimisation de deux coûts qui varient en raison inverse l'un de l'autre, le coût de la quantité et le coût de la qualité de l'électricité. Ce sont les « deux Q »

(Qualité et Quantité) [29].

Qualité de l'électricité

Les GRD souhaitent fournir une électricité de bonne qualité à leurs clients. La qualité de l'électricité est qualifiée par les notions suivantes :

1. La durée des coupures d'électricité, plus une coupure est longue plus son coût est important ;
2. Le nombre de coupures d'électricité, plus le nombre de coupures est important plus le ressenti (et aussi le coût) pour le client est important ;
3. La qualité de l'onde électrique :
 - La tension doit se situer dans une certaine plage (entre 207 et 253 volts en BT monophasé). Un niveau de tension trop haut ou trop bas peut entraîner le dysfonctionnement de matériels électroniques, ainsi que des problèmes avec les moyens d'éclairage ;
 - La présence d'harmoniques de fréquence qui distordent l'onde de courant. Les harmoniques de fréquence entraînent des phénomènes de papillotement des moyens d'éclairages (avec des ampoules à incandescence), ainsi que le vieillissement des matériels.

Les notions de durée de coupure et de fréquence de coupure sont indépendantes. Ainsi, une coupure d'électricité par an mais qui dure plusieurs jours est inacceptable, tout comme une coupure de quelques secondes plusieurs fois par jour est inacceptable. Le coût total peut donc être évalué grâce à une combinaison linéaire de ces deux indices. La qualité de l'onde électrique est prise en compte par les GRD sous forme de norme (en particulier pour la tension et les harmoniques) où il faut respecter un niveau. Dans ce cas ces notions interprétées comme des contraintes lors du dimensionnement.

Seules deux notions sont prises en compte par les GRD, la durée et la fréquence des coupures. Deux indices statistiques existent et sont utilisés lors du planning des réseaux de distribution :

1. L'indice SAIDI (System Average Interruption Duration Index) qui représente la durée moyenne de coupure (en minutes) pour un client du réseau sur une année. Il se calcule de la façon suivante :

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{somme des durées d'interruptions des clients}}{\text{nombre de clients du système}} \quad (1.3)$$

2. L'indice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) qui représente le nombre de coupure en moyenne (c'est à dire une fréquence) pour un client du réseau, sur une année. Il se calcule de la façon suivante :

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{somme du nombre d'interruptions des clients}}{\text{nombre de clients du système}} \quad (1.4)$$

Ces indices ne sont pas les seuls utilisés pour le planning des réseaux de distribution. Il existe de nombreux autres indices pour évaluer la qualité de la fourniture de l'électricité dont les CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index), CTAIDI (Customer Total Average Interruptions Duration Index), MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index).

Augmenter la qualité de l'électricité a un coût tout comme les interruptions ont un coût. La figure 1.13 présente la méthodologie de choix du niveau de qualité optimal [47]. L'idée pour les GRD est de choisir le niveau de qualité qui minimise la somme du coût des interruptions et du coût de la qualité.

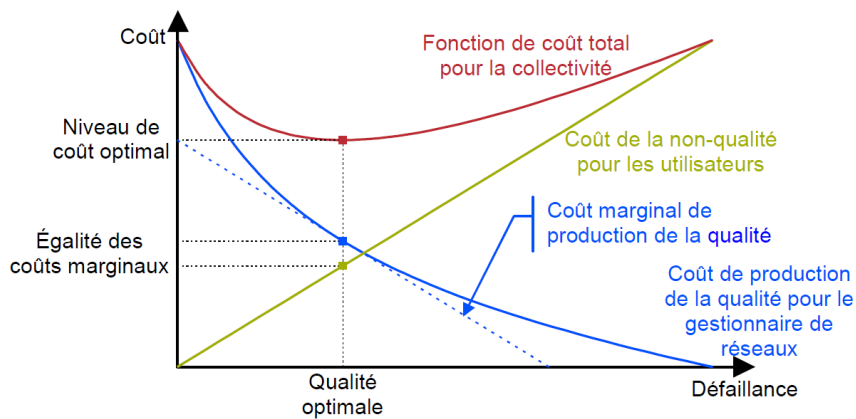


FIGURE 1.13 – MÉTHODOLOGIE DE CHOIX DU NIVEAU DE QUALITÉ OPTIMAL DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ. CE CHOIX SE FAIT EN MINIMISANT LE COÛT DE LA DÉFAILLANCE ET LE COÛT D'ÉQUIPEMENT SUPPLÉMENTAIRE. SOURCE [47].

Quantité d'électricité et « deux Q »

Un GRD doit fournir une électricité de qualité à ses clients. Il doit aussi fournir la quantité nécessaire d'électricité, ses ouvrages (transformateurs, lignes, etc.) doivent être capables de servir la puissance lors du pic de consommation. L'approche utilisée pour générer les courbes du type de la figure 1.12 se base sur cette idée où seule la notion de quantité apparaît. Dans [29] est proposée l'approche des « deux Q », qui combine une approche où le but est de minimiser les coûts du réseau, tout en prenant en compte l'impact de ce choix sur les indices SAIDI et SAIFI. Dans [47] le principal GRD français n'applique pas cette méthode et se contente de fixer une norme pour le niveau de qualité.

1.4.4 La philosophie “Fit and Forget”

Traditionnellement les GRD dimensionnent les réseaux de distribution en se basant sur la philosophie “Fit & Forget”. Il s'agit dans ce cas de dimensionner le réseau (les capacités, la topologie) à partir d'un profil type de

charges (résidentiel, commercial, industriel) et à capacité donnée (en prenant en compte l’augmentation ou la décroissance naturelle de la consommation). Une fois le dimensionnement fait, le réseau est construit et laissé tel quel. Si une augmentation anormale de la consommation est constatée (par exemple suite à des coupures) alors le GRD choisit ou non de renforcer le réseau. Cette approche est remise en question par l’introduction de production décentralisée dans les réseaux. Les profils de consommation (auxquels s’ajoute la production décentralisée) changent selon l’instant (absence/présence de vent ou de soleil ou d’intérêt de produire). La valeur du pic change, en présence de production il est plus faible, et en son absence il atteint sa pleine valeur. On peut voir l’apparition d’un nouveau pic lors des périodes de forte production et de faible consommation. Le choix de la capacité du réseau doit être réévalué en prenant en compte un profil qui varie dans le temps et pour lequel l’incertain joue un rôle. L’analyse probabiliste est nécessaire afin d’éviter les sur-investissements. Dans [48] une étude probabiliste est menée afin d’intégrer des énergies renouvelables décentralisées dans un réseau de distribution. Il est montré que la méthode classique “Fit and Forget” conduit à un sur-investissement de plus de 50 %, comparé à des méthodes probabilistes.

1.4.5 Répartition des coûts dans un réseau de distribution

Le tableau 1.7 présente un exemple de répartition du coût (sur trente ans) des infrastructures du réseau d’électricité. Le coût à l’installation (appelé CapEx) est réparti entre le transport en HTB, la distribution en HTA, et la distribution en BT. Pour chacun de ces postes, le coût est du même niveau (\$ 300 pour chacun des postes). Le coût des lignes HTA compte pour 20 % du coût total de la distribution en HTA. Le coût des pertes Joule (appelé OpEx) représente environ un tiers des dépenses totales (CapEx + OpEx) sur

trente ans. Le tableau 1.8 détaille les coûts d’installation pour la partie BT, les lignes représentent 1/3 du coût total. Étant donné que les lignes génèrent une grande part des pertes Joule, l’étude de leur dimensionnement est un sujet important, c’est pourquoi un focus a été apporté dans ce manuscrit à propos de l’impact des VE et VHR sur les pertes Joule. La recharge des véhicules électrifiés augmente l’intensité du courant transmis par le réseau de distribution d’électricité, et entraîne une augmentation des pertes Joule.

TABLEAU 1.7 – COÛT PAR CONSOMMATEUR (DE TYPE RÉSIDENTIEL) DU SERVICE DE L’ÉLECTRICITÉ (EN \$ DE 2004, AUX USA, LA PUBLICATION DATE DE 2004) SUR TRENTE ANS. SOURCE [29] PAGES 23–28.

Type d’infrastructure	Coût	Coût total
Transmission	\$ 300	
Transfo. HTB/HTA	\$ 240	
Lignes HTA	\$ 60	
Lignes BT + transfo. HTA/BT	\$ 300	\$ 900 (CapEx)
Maintenance, conduite, taxes (sur 30 ans, actualisé)	\$ 500	
Pertes Joule (sur 30 ans, actualisé)	\$ 700	\$ 1 200 (OpEx)
CapEx + OpEx		\$ 2 100

TABLEAU 1.8 – COÛT PAR CONSOMMATEUR DES LIGNES BT ET DU TRANSFORMATEUR HTA/BT (\$ DE 2004) SUR TRENTE ANS. SOURCE [29] PAGES 23–28.

Type d’infrastructure	Coût	Coût total
Pylône renforcé pour transfo. HTA/BT	\$ 25	
Transfo. HTA/BT 50 kW	\$ 75	
Ligne BT monophasé (≈ 150 m, ≈ 500 ft)	\$ 100	
Raccordement au consommateur final	\$ 100	\$ 300 (CapEx)

1.5 Contribution de la thèse

Dans ce manuscrit une nouvelle métrique d’évaluation de l’impact des véhicules électrifiés sur les réseaux de distribution est présentée. En se ramenant à l’origine du coût des pertes Joule dans un réseau d’électricité, cette méthode permet de calculer à la fois le coût variable d’investissement et le

coût variable d'exploitation. Si de nombreuses études prennent en compte le coût d'exploitation (les pertes Joule), parfois le coût d'investissement n'est pas clairement explicité. Cette métrique, en partant d'une méthode de dimensionnement des réseaux de distribution, présente l'intérêt de concevoir l'évaluation de l'impact des véhicules électrifiés en même temps que le dimensionnement du réseau. Ainsi, cette métrique évite le biais qui pourrait se présenter lors d'une évaluation sur un réseau déjà existant, et dont la manière du dimensionnement n'est pas précisément explicitée.

1.6 Publications

Cette étude a donné lieu à deux publications en conférence :

- THOMAS GAONAC'H, MARTIN HENNEBEL, JING DAI, IBRAHIM MOHAND-KACI, JEAN-CLAUDE VANNIER, « Assessing Distribution Line Reinforcement Costs Due to Plug-in Electric Vehicle Charging », *11th International Conference on the European Energy Market. Cracovie*, 28 Mai 2014 ;
- THOMAS GAONAC'H, MARTIN HENNEBEL, JING DAI, IBRAHIM MOHAND-KACI, JEAN-CLAUDE VANNIER, « Impact des véhicules électrifiés sur le dimensionnement du réseau HTA », *Symposium de Génie Électrique. Cachan*, 9 Juillet 2014.

Une publication en revue a été soumise :

- THOMAS GAONAC'H, MARTIN HENNEBEL, JING DAI, IBRAHIM MOHAND-KACI, JEAN-CLAUDE VANNIER, « A New Methodology to Assess the Impact of Plug-in Electric Vehicles on the Distribution Grid System : Application of this Methodology to the Vehicle to Grid Cost Calculation » (soumise).

Chapitre 2

Modélisation de la recharge d'une flotte de véhicules électrifiés

Sommaire

2.1	Introduction	58
2.2	Définition du profil de charge des véhicules élec- trifiés	59
2.3	État de l'art de la modélisation de la recharge des véhicules électrifiés	60
2.3.1	Scénario d'usage du véhicule	60
2.3.2	Modélisation énergétique	61
2.3.3	Modélisation temporelle	65
2.3.4	Modélisation de la puissance de recharge	72
2.3.5	Modélisation spatiale	78
2.4	Services énergétiques fournis par les VE et les VHR	79
2.5	Modélisation proposée dans ce manuscrit	82
2.6	Conclusion	90

2.1 Introduction

Le chapitre 1 a montré que les véhicules électrifiés pouvaient avoir un impact significatif sur le réseau de distribution de l'électricité. En effet, l'introduction du véhicule électrique est un facteur important¹ d'augmentation de la consommation d'électricité dans le secteur résidentiel. Les modèles de VE actuels ont une batterie d'une capacité d'environ 22 kW·h (e.g. Renault ZOE) et les modèles actuels de VHR une capacité de 9,33 kW·h en moyenne². La comparaison entre ces deux chiffres et la consommation moyenne d'un foyer en France (qui est de 16 kW·h) indique qu'un VHR, qui se déchargerait entièrement chaque jour, pourrait faire augmenter la consommation d'électricité du foyer de 50 %. De la même manière, un VE peut faire doubler cette consommation. Le réseau électrique, qui a été dimensionné sans prendre en compte les véhicules électrifiés, nécessitera des renforcements majeurs en cas de déploiement à grande échelle de ces véhicules. L'évaluation de l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution se fait tout d'abord par la construction de leur profil, c'est la première étape avant l'évaluation de l'impact de tout élément sur le réseau de distribution. Les véhicules électrifiés n'étant pas encore vendus en grande quantité, leur nombre est relativement faible et leurs profils ne sont pas encore disponibles. L'évaluation se base alors sur des profils de recharge d'une flotte de VE et de VHR, qui sont générés en utilisant des modélisations de profils. Ces modélisations se basent sur des hypothèses qui vont être présentées dans ce chapitre.

1. À cause de l'efficacité énergétique, toujours grandissante, des usages (pompes à chaleur, isolation, TV LED, éclairage, etc.), la consommation décroît dans le secteur résidentiel. La recharge des VE et VHR est quasiment le seul usage qui conduit à une augmentation significative de la consommation.

2. Le Toyota Prius rechargeable a une batterie de 4,4 kW·h, le Chevrolet Volt une batterie d'environ 17 kW·h selon le modèle, et le futur modèle Renault Eolab une batterie de 6,7 kW·h. Soit en moyenne 9,33 kW·h, ce qui correspond à l'énergie nécessaire pour effectuer le trajet journalier moyen (en France 29,4 km).

Le paragraphe suivant donne une définition du profil de recharge de véhicules électrifiés, puis la section qui suit présente les différentes façons de modéliser une flotte de véhicules électrifiés, ainsi que les questions que soulèvent ces différentes approches. La troisième partie traite des problématiques soulevées par la fourniture de services systèmes par les VE et les VHR. La quatrième section décrit les modélisations retenues pour l'étude.

2.2 Définition du profil de charge des véhicules électrifiés

Le profil des véhicules électrifiés, le *Profil de Charge*, est généralement représenté par la puissance [W], qui est consommée par les VE et les VHR en fonction du temps [s]. La figure 2.1 présente un exemple de profil de charge, dans le cas d'une flotte de trois véhicules électrifiés. Une fois ce profil connu, on l'ajoute aux autres consommations électriques³, et les méthodes classiques de dimensionnement des réseaux d'électricité peuvent alors être appliquées pour évaluer l'impact d'une flotte de VE et VHR.

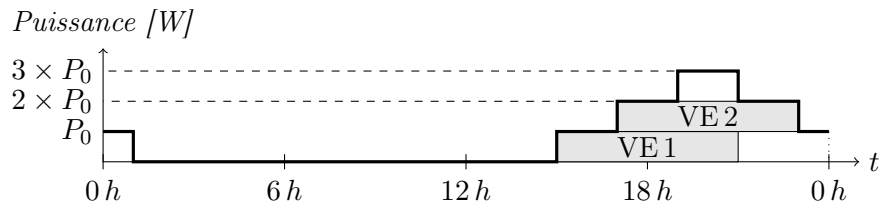


FIGURE 2.1 – EXEMPLE DE PROFIL DE CHARGE, POUR UNE FLOTTE DE TROIS VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS. LE PREMIER VÉHICULE SE CHARGE ENTRE 15 h ET 21 h (SON PROFIL EST SYMBOLISÉ PAR UN RECTANGLE GRISÉ ET IDENTIFIÉ COMME VE 1), LE DEUXIÈME ENTRE 17 h ET 23 h (SYMBOLISÉ PAR UN RECTANGLE GRISÉ ET IDENTIFIÉ COMME VE 2), LE TROISIÈME ENTRE 21 h ET 1 h. LA PUISSANCE DE CHARGE DE CHACUN DES TROIS VÉHICULES VAUT P_0 . LE PROFIL DE LA FLOTTE EST ÉGAL À LA SOMME DES PROFILS INDIVIDUELS.

3. On peut distinguer les consommations pour le chauffage domestique, la cuisson, l'éclairage, etc.

Dans certaines publications, le profil de charge est réduit à quelques données, comme par exemple le « *Facteur de Charge* »⁴, le « *Facteur de Pertes* »⁵ et le “*Peak Responsibility Factor*”, cf. [49] [44] et [45] pour plus d’informations. Ces trois données sont obtenues à partir du profil de charge et contiennent les informations nécessaires pour mener à bien la planification du réseau. Dans ce manuscrit, les calculs ont été menés en considérant le profil de charge complet des VE et VHR. En effet, les calculs étaient suffisamment simples pour qu’il ne soit pas nécessaire d’utiliser cette méthode, pour réduire les profils.

2.3 État de l’art de la modélisation de la recharge des véhicules électrifiés

2.3.1 Scénario d’usage du véhicule

Du comportement de l’usager (heure de départ, distance parcourue, heure de branchement) d’un véhicule électrifié se déduit le besoin de recharge du véhicule électrifié, puis par extension celui d’une flotte de VE et VHR. La durée de vie des installations du réseau d’électricité étant de plusieurs dizaines d’années (40 ans pour une ligne aérienne [29]). Il faut, pour étudier l’impact des véhicules électrifiés et pour planifier les investissements du réseau d’électricité, mener des prévisions à long terme. Il faut, pour dimensionner ces installations, établir des scénarios d’évolution du comportement des véhi-

4. Le Facteur de Charge est défini par la formule : $FC = \frac{\int_T P(t) \cdot dt}{\max_{t \in T}(P(t)) \cdot T}$, avec FC

le facteur de charge, $P(t)$ la puissance en fonction du temps, et T la période analysée (souvent un an). Ce facteur mesure l’intermittence, par exemple si la valeur de FC est de 1 alors la puissance est constante sur T (c’est quasiment le cas pour les centrales de base).

5. Le Facteur de Pertes permet de lier le niveau de pertes à la valeur du pic annuel, et est défini par la formule $E_{Joule} = FP \times \left(\max_{t \in T} P(t) \right)^2$, avec FP le facteur de pertes et E_{Joule} les pertes Joule sur la période considérée (un an).

cules électrifiés, de la consommation électrique et des cycles de roulage. C'est ce qui est appelé ici scénario d'usage, car il se base sur l'usage fait des véhicules. Chacun des scénarios est caractérisé par trois paramètres :

- *L'énergie*, plus le nombre de kilomètres parcourus augmente, plus il faut recharger la batterie ;
- *L'heure de recharge*, un véhicule électrifié ne peut être rechargé que si celui-ci est connecté au réseau ;
- *La puissance de recharge*, selon la puissance de recharge l'influence des VE et VHR sur la consommation est différente.

Ces paramètres sont décrits de façon plus détaillée dans les sections suivantes.

2.3.2 Modélisation énergétique

La batterie d'un véhicule électrifié se décharge lorsqu'il se déplace. L'énergie contenue dans la batterie est restaurée lors des phases de charge (*i.e.* recharge). La première étape de modélisation consiste à déterminer la quantité d'énergie qui doit être remise dans la batterie lors de la recharge. Il existe différentes façons de calculer cette énergie :

Modélisation à partir du cycle de roulage

Cette première méthode suppose la connaissance du profil de mission du véhicule électrique, qui indique la vitesse d'un véhicule en fonction du temps, cette démarche est utilisée dans [50] pour calculer la consommation d'un véhicule thermique. Ce profil de mission peut être modélisé en répétant un profil prédéfini dans le temps. À partir de ce profil on peut, par exemple, déduire des informations sur la consommation de carburant. Puis,

par application du théorème du centre d'inertie :

$$F_m(t) = m \cdot a(t) + F_r(t, a(t)) \quad (2.1)$$

$$\Rightarrow F_m(t) \times v(t) = m \cdot a(t) \times v(t) + F_r(t, a(t)) \times v(t) \quad (2.2)$$

On obtient donc une expression en puissance (produit d'une force par une vitesse) :

$$\Rightarrow P_m(t) = m \cdot a(t) \times v(t) + P_r(t, a(t)) \quad (2.3)$$

$$\Rightarrow E_m = \int_T P_m(t) \cdot dt \quad (2.4)$$

où F_m désigne la force mécanique demandée à la roue [N], F_r la force de résistance [N] (frottement des roues, résistance aéraulique, ...), a l'accélération du véhicule qui se déduit du profil de mission [m²], m la masse du véhicule [kg], P_m désigne la puissance au mouvement [W], P_r la puissance de résistance au mouvement [W], v désigne la vitesse du véhicule [m/s], E_m est l'énergie mécanique dépensée pendant un trajet [W.h] de durée T [s], et t désigne le temps [s].

Pour lier la puissance demandée à la roue à la puissance soutirée à la batterie, la notion de rendement de chaîne électrique est utilisée. Ce dernier est égal au produit des rendements des différents éléments qui relient la batterie à la roue, multiplié par le rendement de charge de la batterie elle-même. Soit :

$$P_{bat}(t) = \frac{P_m(t)}{\rho_{pt}} \quad (2.5)$$

$$E_{bat} = \int_T P_{bat}(t) \cdot dt \quad (2.6)$$

où P_{bat} désigne la puissance demandée à la batterie [W], ρ_{pt} le rendement de la chaîne de traction électrique associée à la batterie qui dépend de plusieurs facteurs (température, état de charge, puissance de décharge), E_{bat} est la variation de l'énergie électrochimique contenue dans la batterie pour un trajet [W·h] de durée T [s].

Pour obtenir l'énergie nécessaire à la recharge de la batterie, il faut tenir compte du rendement de charge qui permet d'évaluer les pertes lors de la recharge. Si on considère ce rendement constant, on obtient alors :

$$E_{charge} = \frac{E_{bat}}{\rho_c} \quad (2.7)$$

où E_{charge} désigne la quantité d'énergie fournie par le réseau électrique pour recharger une batterie après une mission [W·h] de durée T [s], ρ_c désigne le rendement de charge.

Ce calcul peut ensuite être répété pour plusieurs véhicules, afin d'évaluer l'énergie nécessaire pour recharger une flotte de véhicules électrifiés.

Méthode descendante

Cette méthode se base sur les ventes de carburant dans une région (ici la France) et donc, contrairement à la démarche précédente, elle utilise des données pour un ensemble (la flotte nationale) de véhicules. Dans [51] une idée proche est utilisée pour calculer les émissions de CO₂ (qui, dans le secteur des transports, est une grandeur homogène à la consommation de carburant), à l'échelle d'un pays. La méthode consiste tout d'abord à calculer, à partir de la consommation de carburant pour les transports, sur un an, en France (cf. [52] et [53]), l'énergie que représente la combustion de ce volume de carburant dans les véhicules thermiques. En faisant l'hypothèse que tout

le carburant est brûlé (pas de fuites) et que l'eau contenue dans le carburant n'est pas condensée par le moteur thermique, on a :

$$E_{total} = m_c \cdot PCI \quad (2.8)$$

où E_{total} désigne l'énergie totale libérée par la combustion du carburant sur un an par les véhicules [J], m_c la masse de carburant vendue aux véhicules sur un an [kg] (cf. [52]), et PCI le pouvoir calorifique inférieur du carburant [J/kg].

Sachant qu'un moteur thermique est une machine thermique, une partie de l'énergie transformée est alors de l'énergie thermique et une autre partie de l'énergie mécanique (travail). On obtient cette énergie mécanique en utilisant la notion de rendement, ce qui s'écrit :

$$E_{meca} = E_{total} \cdot \mu \quad (2.9)$$

où E_{meca} désigne l'énergie mécanique générée par la combustion [J], μ désigne le rendement moyen d'un moteur thermique fonctionnant avec le carburant considéré (en pratique, entre 10 % et 30 % pour les moteurs à essence et diesel [54]). En utilisant l'équation (2.9) pour tous les types de carburants, on obtient l'énergie transmise à la route par la totalité des véhicules légers en France.

En supposant que les véhicules électriques ont le même comportement que les véhicules thermiques⁶, alors l'énergie mécanique nécessaire pour mouvoir une flotte de véhicules thermiques sera la même que l'énergie nécessaire pour

6. Ce n'est pas tout à fait vrai, en particulier l'autonomie des VE est beaucoup plus faible que celle des moteurs thermiques (grâce aux stations-services un véhicule thermique peut fonctionner 24 h /24). L'hypothèse est faite que l'essentiel des trajets sont relativement courts (moins de 150 km) et que les autres ne comptent qu'en faible partie dans la consommation totale de carburant.

mouvoir une flotte de véhicules électriques. Pour un taux d'électrification donné, l'énergie mécanique consommée par la flotte de véhicules électrifiés est de :

$$E_{VE} = E_{meca} \cdot k_{VE} \quad (2.10)$$

où E_{VE} désigne l'énergie mécanique transmise à la route par les véhicules électrifiés [J], et k_{VE} le pourcentage de véhicules électrifiés dans la flotte.

Finalement, avec le rendement de charge des véhicules électrifiés, on peut déduire l'énergie électrique qui devra être soutirée au réseau sur une année.

$$E_{reseau} = \frac{E_{VE}}{\rho_c} \quad (2.11)$$

où E_{reseau} désigne l'énergie soutirée par la flotte de véhicules électrifiés sur une année [J], ρ_c est le rendement de charge d'un véhicule électrifié.

Remarque Le nombre de véhicules électrifiés se déduit en utilisant le pourcentage de la flotte qui est électrifié (coefficient k_{VE}). Enfin, le résultat final par jour et par véhicule peut être déduit de la façon suivante :

$$< E_{jour} > = \frac{E_{reseau}}{Nb_{VE} \cdot Nb_{jour}} \quad (2.12)$$

où $< E_{jour} >$ désigne l'énergie consommée par VE par jour [J], Nb_{VE} le nombre de véhicules électrifiés dans la flotte, et Nb_{jour} le nombre de jours dans la période considérée (ici 365 jours, car les données sont sur un an).

2.3.3 Modélisation temporelle

Pour modéliser la recharge d'un véhicule électrifié, il faut savoir à quels moments le véhicule est connecté au réseau. Selon le moment de la journée,

un véhicule est soit :

1. En déplacement ;
2. En stationnement sans être branché au réseau électrique ;
3. En stationnement et relié au réseau, il peut donc se charger.

Le point 3 indique les moments durant lesquels la recharge est possible. La connaissance de ces moments est nécessaire pour générer des profils de charge.

Pour obtenir les périodes temporelles durant lesquelles la recharge est possible, il y a plusieurs méthodes possibles :

Méthode statistique

Cette méthode consiste à utiliser des mesures faites sur l'usage des véhicules thermiques existants, elle est utilisée dans les références [55], [56] et [41]. Ces mesures sont fournies sous la forme d'histogrammes, des heures d'arrivée au travail, des heures d'arrivée au domicile, de la distance parcourue chaque jour pour se rendre au travail, et du nombre de trajets effectués chaque jour. Par exemple, en France la source majeure de données d'usages est *l'Enquête nationale transports et déplacements (ENTD) 2008* [57]. Et dans [6], l'histogramme de l'heure d'arrivée des véhicules est présenté. La figure 2.2 présente celui de l'heure d'arrivée du véhicule au domicile. Grâce à ces histogrammes, il est possible de déduire à quelles heures un véhicule est en stationnement au travail, et/ou au domicile.

Avec ces données, en faisant l'hypothèse que l'utilisateur utilise son véhicule pour aller au travail et que la recharge est possible au domicile, ou au travail, ou les deux, on peut identifier trois comportements de recharge les jours ouvrés :

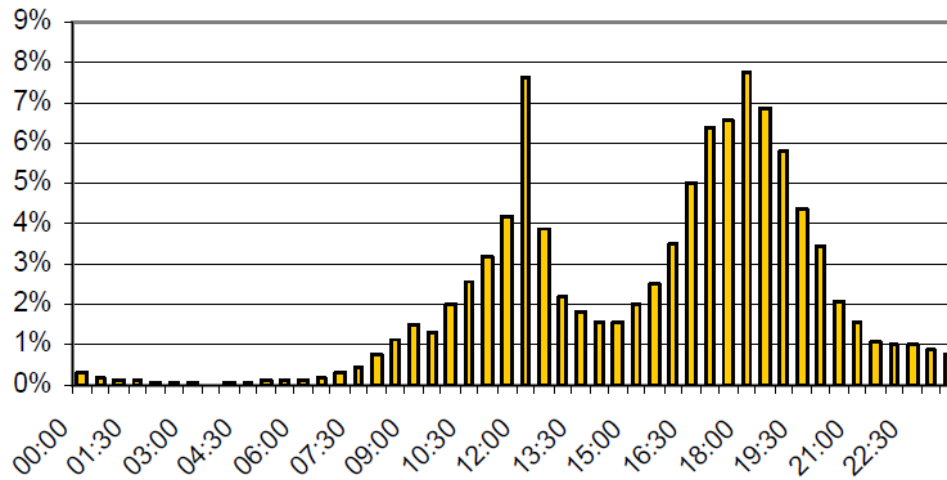


FIGURE 2.2 – HISTOGRAMME DES HEURES D’ARRIVÉE AU DOMICILE EN FRANCE, DU LUNDI AU VENDREDI. SOURCE [6].

- *1^{er} comportement de recharge* : l'utilisateur recharge son véhicule uniquement à son domicile ;
- *2^{ième} comportement de recharge* : l'utilisateur recharge son véhicule uniquement au travail ;
- *3^{ième} comportement de recharge* : l'utilisateur recharge son véhicule au domicile et au travail.

À partir de ces scénarios, les heures de recharges peuvent être évaluées pour une flotte de véhicules.

Une fois le scénario, de recharge des VE et VHR défini, pour obtenir le moment précis où la charge débute, il faut alors faire des hypothèses :

1. Le comportement des utilisateurs de véhicules électrifiés est le même que celui des utilisateurs de véhicules classiques (cf. figure 2.2) ;
2. Les utilisateurs prennent leurs véhicules pour aller au travail tous les jours ouvrés ;
3. La recharge du véhicule commence au moment de l'arrivée sur le lieu de travail et/ou au domicile.

La méthode est ensuite répétée sur plusieurs véhicules, afin d’obtenir le profil de charge d’une flotte de VE et VHR.

Cependant la validité de ces hypothèses est critiquable. Car dans l’hypothèse (1) le comportement des utilisateurs dans le futur ne sera pas obligatoirement celui d’aujourd’hui. Dans l’hypothèse (2) on ne sait pas si l’usager fait un trajet plus complexe qu’un aller-retour/domicile-travail. On ne prend pas non plus en compte les utilisateurs qui ne travaillent pas. Dans l’hypothèse (3) on suppose qu’une prise est tout de suite disponible à l’arrivée de l’usager et qu’il a le réflexe de brancher le véhicule électrifié immédiatement.

Recharge sur signal tarifaire

En France, depuis 1965, existe le tarif *Heures Pleines/Heures Creuses* (HP/HC) qui permet de décaler certains usages⁷ en dehors des pics de consommation de l’électricité. L’impact de la recharge d’un million de véhicules électrifiés sur un signal tarifaire est évalué dans [58]. C’est une incitation tarifaire où le prix de l’électricité est différent selon le moment de la journée. Étant donné que la recharge des véhicules électrifiés est flexible, les incitations tarifaires peuvent être utilisées pour décaler leur recharge hors des pics de consommation. Par exemple, dans [58] RTE estime l’impact d’un signal HP/HC sur le profil de recharge d’un million de véhicules électrifiés sur la courbe de charge nationale.

Dans la pratique, avec un signal tarifaire on constate qu’à cause du déclenchement simultané des charges au moment du passage du tarif heures pleines au tarif heures creuses, un pic de consommation apparaît. C’est *l’effet rebond*. Afin de réduire l’effet rebond, le moment du passage du tarif heures pleines au tarif heures creuses, n’est pas identique sur tout le réseau.

7. En particulier le chauffage de l’eau domestique (chauffe-eau).

Recharge intelligente

La recharge des véhicules électrifiés étant flexible⁸, des stratégies de recharge permettant d'intégrer ces véhicules sans renforcer outre mesure le réseau électrique ont été envisagées.

Depuis que, Kempton a défini le concept de *Vehicle to Grid (V2G)* en 2005 [25], une attention toujours grandissante a été portée vers la recharge intelligente des véhicules électrifiés. Recharger intelligemment son véhicule électrique suppose de pouvoir contrôler l'heure à laquelle la charge (réciproquement la décharge) se fait, en y participant l'utilisateur de VE et VHR peut obtenir un gain (baisse de la facture d'électricité, contrat avec une société de services énergétiques, ...). Dans son article, Kempton, calcule que la recharge intelligente peut profiter à tous les acteurs du système électrique, les producteurs d'électricité, les gestionnaires de réseau et les consommateurs. C'est pourquoi cet usage devrait prendre de l'importance dans le futur. Aussi cet article a donné lieu à de nombreuses autres publications, aussi bien pour un usage de type V2G (ou l'on décharge le véhicule électrique), que dans un cadre de flexibilité de la charge (on recharge aux moments les plus opportuns). Par exemple, dans [59] est testée une stratégie de recharge intelligente avec pour fonction objectif la minimisation du coût de la recharge ; [60] optimise, avec différents critères économiques, la recharge d'une flotte de véhicules électriques et l'opération du réseau de distribution auquel est connecté la flotte, et [61] calcule le profil de charge d'une flotte avec comme objectif la limitation du vieillissement du transformateur HTA/BT. Ce qui caractérise ces publications, c'est l'utilisation d'un algorithme de recharge intelligente qui optimise la charge (réciproquement la décharge pour le V2G), selon un

8. Décaler la recharge dans le temps est envisageable car c'est un besoin qui est rarement urgent.

ou plusieurs critères (critères qui traduisent les contraintes du système électrique).

La connaissance d'un algorithme de charge intelligente permet d'obtenir le profil de charge d'une flotte de VE et VHR qui serait placée dans un cadre de recharge intelligente. À partir de ce profil, l'impact des véhicules électrifiés peut être évalué en appliquant les méthodes de planning des réseaux électriques. Comme présenté en haut à gauche de la figure 2.3, l'objectif de l'algorithme de recharge intelligente est souvent de remplir les creux du profil de consommation (c'est une stratégie de "Valley Filling"), ici la charge qui remplit parfaitement cette vallée est qualifiée de « charge idéale ». Cette stratégie peut être opposée à celle de la charge au retour du travail (le retour du travail se fait vers 19 h sur la figure 2.3, en haut à droite), c'est la « charge naturelle ». Dans les faits, quand un algorithme de recharge intelligente est appliqué, le creux n'est pas parfaitement rempli car la recharge intelligente est soumise à des biais pratiques comme :

- *L'intérêt de l'utilisateur du véhicule.* Certains usagers peuvent souhaiter une recharge dès le retour du travail ce qui accroît le pic ;
- *Des limitations techniques.* Une fois commencée la recharge est généralement menée jusqu'au bout et donc la possibilité de modulation de la recharge est réduite ;
- *Des limitations dans la commande des chargeurs de VE et VHR.* Dans le cas d'un pilotage décentralisé de la charge, on atteint généralement ce que l'on appelle un sous-optimum (l'objectif idéal -l'optimum- n'est pas atteint) [62].

La courbe en bas de la figure 2.3 présente un profil où la recharge intelligente est prise en compte mais où l'optimum idéal n'est pas atteint, c'est-à-dire que le creux de consommation n'est pas parfaitement comblé et qu'une partie

des véhicules électrifiés se recharge pendant le pic.

Tout l'enjeu pour les gestionnaires de réseau est d'obtenir un profil qui s'approche autant que possible de ce que sera celui d'une flotte de VE et VHR, dans le futur si cette stratégie est appliquée. Ensuite, avec ce profil le dimensionnement des infrastructures se fait grâce aux méthodes de planning des réseaux d'électricité.

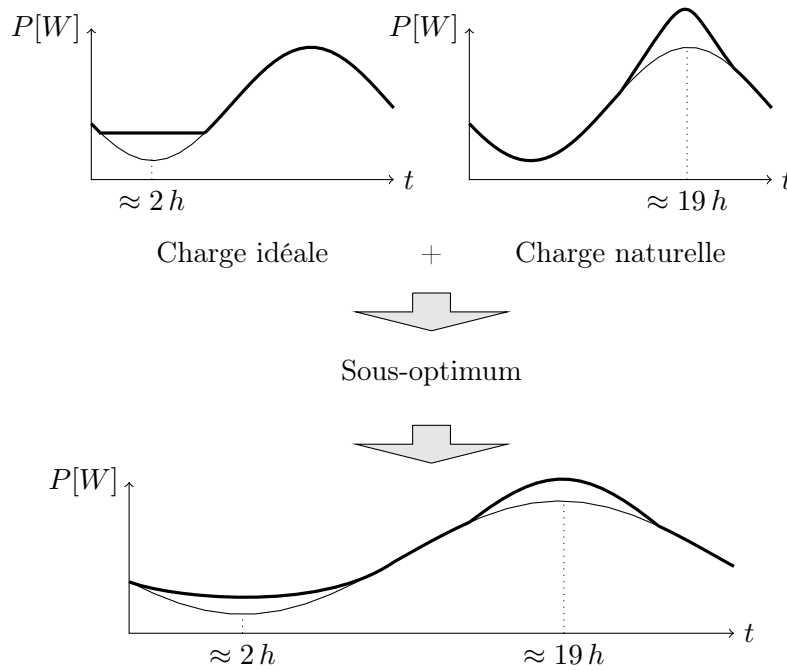


FIGURE 2.3 – LES COURBES EN TRAIT FIN REPRÉSENTENT UN PROFIL THÉORIQUE DE CONSOMMATION D’UN RÉSEAU SANS VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS, LE PIC DE CONSOMMATION SE SITUE À ENVIRON 19 H ET LE CREUX VERS 2 H. LES COURBES EN TRAITS ÉPAIS REPRÉSENTENT LA CONSOMMATION LORSQU’UNE FLOTTE DE VE ET VHR SE CHARGE. LA FIGURE EN HAUT À GAUCHE PRÉSENTE L’IMPACT D’UNE FLOTTE DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS DANS LE CAS « IDÉAL » ; OÙ LE VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ REMPLIT LE CREUX DE CONSOMMATION (“VALLEY FILLING”). LA FIGURE DE DROITE MONTRE CET IMPACT DANS LE CAS D’UNE CHARGE NATURELLE (“DUMB CHARGING”). LA FIGURE DU DESSOUS PRÉSENTE LA SYNTHÈSE DE CES DEUX STRATÉGIES, OÙ LA VALLÉE N’EST PAS PARFAITEMENT REMPLIE, OÙ UNE PARTIE DE LA CHARGE SE FAIT LORS DU PIC ET OÙ LA PART DES VE ET VHR QUI SE RECHARGENT LORS DU CREUX NE LE REMPLISSENT PAS PARFAITEMENT. (UN SOUS-OPTIMUM EST ATTEINT PAR RAPPORT AU CAS IDÉAL).

2.3.4 Modélisation de la puissance de recharge

Après avoir déterminé la variation de la quantité d'énergie contenue dans la batterie du véhicule et les heures de recharge de ce véhicule, il faut connaître la puissance de recharge pour créer le profil de charge. Plusieurs niveaux de puissance de recharge existent [63], généralement en courant alternatif :

- Charge lente :
 - *Charge lente basse puissance* : 2,3 kW (230 V, 10 A) sur une prise domestique ;
 - *Charge lente classique* : 3,7 kW (230 V, 16 A) avec un chargeur dédié (type wallbox) ;
 - *Charge semi-lente* : 7,4 kW (230 V, 32 A) avec un chargeur dédié (type wallbox).
- Charge rapide :
 - *Charge semi-rapide* : 22,2 kW (230 V, 32 A, triphasé), ce mode de recharge est disponible sur le modèle Renault ZOE [64] ;
 - *Charge rapide* : d'environ 50 kW. Par exemple, l'association CHAdeMO a défini un standard qui délivre au maximum 62,5 kW en courant continu (500 V, 125 A), ce mode est disponible à 44 kW pour la Nissan Leaf [65].

En connaissant la quantité d'énergie à recharger et la puissance de recharge, on peut déduire la durée de la recharge d'un véhicule électrifié, grâce à la formule :

$$E_{charge} = \int_{T_{charge}} P_{charge}(t) \cdot dt \quad (2.13)$$

Si la puissance de charge est constante alors :

$$E_{charge} = P_0 \cdot T_{charge} \quad (2.14)$$

où P_{charge} désigne la puissance de charge [W], P_0 la puissance de charge si elle est constante en fonction du temps [W], et T_{charge} désigne la durée de la recharge [s].

La connaissance de l'heure de début de recharge permet ensuite de construire le profil de recharge d'un véhicule électrifié, puis par agrégation le profil d'une flotte de véhicules électrifiés. Cette procédure est synthétisée sur la figure 2.4, où E_{charge} se déduit de la partie 2.3.2, P_{charge} de la partie 2.3.4, et t_0 de 2.3.3. La première étape consiste à déterminer le besoin de charge E_{charge} du véhicule, besoin en énergie [kW·h]. La seconde étape consiste à calculer T_{charge} à partir de E_{charge} et de la puissance de charge P_{charge} . Finalement dans la troisième étape, le profil de charge du véhicule électrifié est placé sur l'axe temporel, en utilisant l'heure de début de recharge.

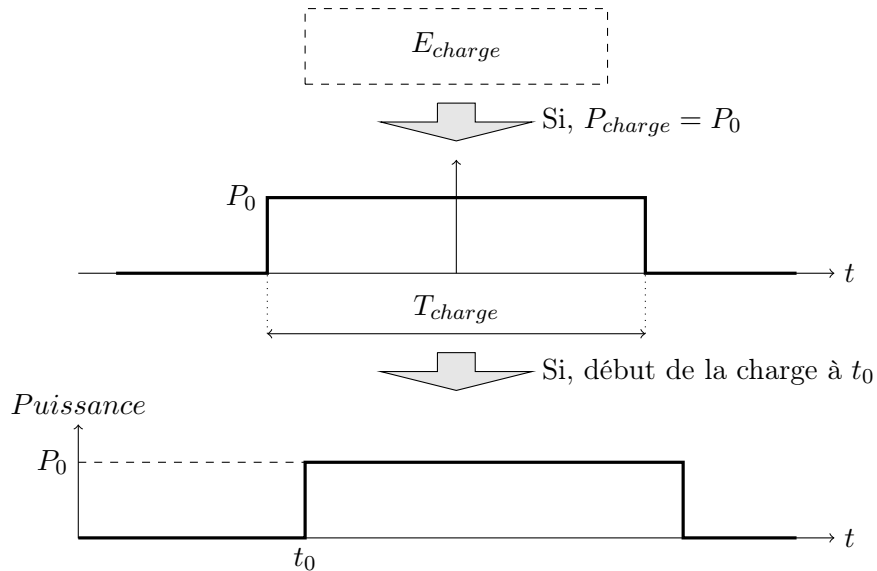


FIGURE 2.4 – SCHÉMA SYNOPTIQUE DE L'ÉLABORATION D'UN PROFIL DE RECHARGE.

Impact du niveau de la puissance de charge sur la modélisation

Le niveau de la puissance de recharge⁹ change la forme du profil de charge d'une flotte de VE et VHR. Plus le niveau de puissance est élevé, plus le pic du profil de charge est grand, cf. figure 2.5. Cette figure présente le profil de charge d'une flotte de 1 000 véhicules dans le cas de la charge naturelle¹⁰, plusieurs niveaux de puissance sont présentés. Les résultats montrent que plus la puissance de charge est élevée, plus le pic du profil est élevé. Cependant cette figure montre également que, à partir d'un certain niveau de puissance de recharge, le pic n'augmente quasiment plus (entre 6 kW de puissance de charge et 9 kW, l'augmentation du pic est de moins de 5 %). Donc, à partir d'un certain niveau de puissance de charge, la valeur de ce niveau n'influence qu'en partie la forme du profil. La connaissance de la valeur de ce niveau n'est pas nécessaire pour la modélisation de la recharge, c'est pourquoi ce paramètre n'est pas déterminant pour la modélisation lorsque l'agrégation des véhicules électrifiés est importante. La figure 2.6 compare la charge semi-rapide à 22 kW avec la charge à 9 kW, le pic augmente peu alors que le niveau de puissance a plus que doublé. Cependant, si l'agrégation du profil de 1 000 VE et VHR se chargeant à 22 kW ou à 9 kW est identique, l'agrégation des profils d'un plus petit nombre de VE et VHR est différent à cause de l'effet de foisonnement. Et donc, pour l'étude des petits réseaux, où l'effet de foisonnement est faible, il faut prendre en compte le niveau de puissance, en particulier pour le réseau BT.

Dans le cas de la recharge intelligente, le niveau de puissance n'influence pas directement la valeur du pic. Sachant que la charge est pilotée, la puissance de charge n'influence pas directement le profil. La figure 2.7 présente

9. Pour les niveaux de 2,3 kW ; 3,7 kW ; 7,3 kW. On ne considère pas la charge rapide.

10. Les véhicules se rechargent au domicile après le travail.

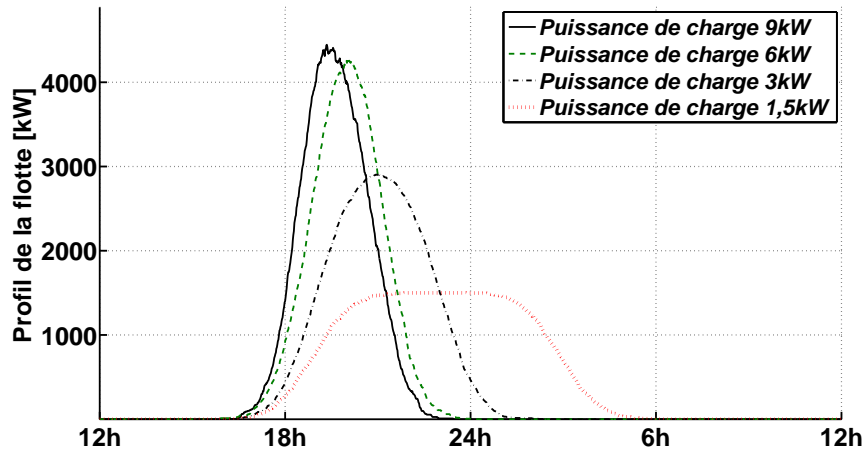


FIGURE 2.5 – IMPACT DE LA PUISSANCE DE CHARGE SUR LE PROFIL DANS LE CAS D'UNE CHARGE NATURELLE (DÉBUT DE LA CHARGE DÈS L'ARRIVÉE). LES HYPOTHÈSES PRISES POUR LE CALCUL SONT : 1 000 VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS, LE BESOIN DE RECHARGE DE CHAQUE VÉHICULE EST DE 12 kW·H, L'HEURE D'ARRIVÉE SUIT UNE DISTRIBUTION NORMALE CENTRÉE À 19 H ET D'ÉCART TYPE 1 H.

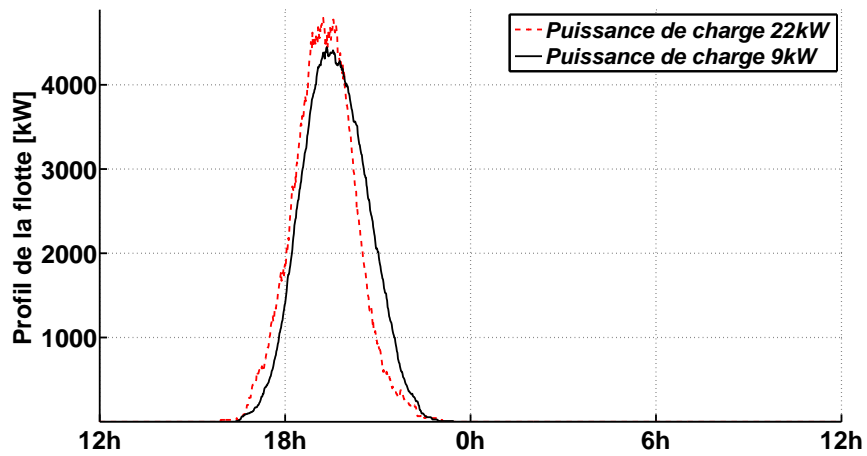


FIGURE 2.6 – IMPACT DE LA PUISSANCE DE CHARGE SUR LE PROFIL DANS LE CAS D'UNE CHARGE NATURELLE, AVEC LES HYPOTHÈSES DE LA FIGURE 2.5. POUR UNE CHARGE SEMI-RAPIDE À 9 kW ET À 22 kW.

un exemple, en pilotant la charge, le profil de charge est le même pour deux niveaux de puissance. Dans les deux cas, le besoin de charge a été satisfait, avec la charge à 9 kW, les deux premiers véhicules ont fini de charger plus tôt.

La puissance de charge n'est pas le paramètre essentiel dans la modélisation, le profil se déduit grâce à l'énergie et grâce à l'heure de début de recharge. Sauf dans le cas de la charge naturelle avec une puissance de charge faible (cf. courbe à 1,5 kW de la figure 2.5).

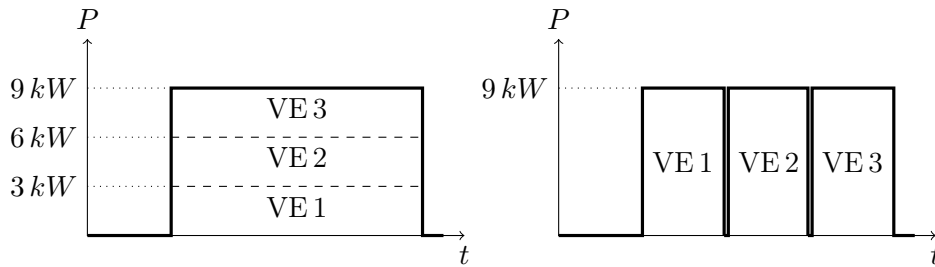


FIGURE 2.7 – PROFIL DE CHARGE DE TROIS VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS. LA FIGURE DE GAUCHE PRÉSENTE UNE SITUATION OU LES TROIS VÉHICULES SE RECHARGENT EN MÊME TEMPS À UNE PUISSANCE DE 3 kW. CELLE DE DROITE, À UNE PUISSANCE DE 9 kW. DANS LES DEUX CAS, L'AGRÉGATION DES TROIS PROFILS INDIVIDUELS EST IDENTIQUE.

Remarque D'après [7], 90 % des recharges de véhicules électrifiés en France se feront au domicile ou au travail. La charge rapide (d'une puissance supérieure à 22 kW) sera réservée aux situations critiques, dans lesquelles l'utilisateur a besoin d'un complément de charge pour finir son trajet. Ces bornes ne devraient être installées que sur des zones spécifiques, comme les centres commerciaux ou les stations services [7]. Je m'intéresse à l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité du secteur résidentiel, c'est pourquoi seule la charge lente est prise en compte dans cette étude (les puissances de 2,3 kW, 3,7 kW et 7,4 kW).

Remarque Dans cette étude, ainsi que dans la majorité des publications du domaine (par exemple dans [66]), la charge d'un véhicule électrifié se fait à puissance constante. Dans la pratique, selon la technologie de la batterie [67] la puissance n'est pas constante en fonction du temps, comme l'atteste [68] qui présente deux profils provenant de mesures. Le profil de recharge d'un Renault ZOE est constitué d'une partie à puissance constante et d'une partie à puissance décroissante, c.f. figure 2.8. Ce profil est proche de celui du Nissan Altra (cf. [68]) où la batterie utilise une technologie Li-Ion. La figure 2.3 montre le profil d'une ZOE et indique que la puissance est constante la majorité du temps de charge et que l'énergie de la zone à puissance décroissante est faible, comparée à l'énergie de la zone où la puissance est constante. C'est pourquoi, étant donné que pour une batterie Li-ion la partie où la puissance varie ne représente qu'un faible pourcentage de l'énergie totale de charge, et vu que la majorité des modèles de véhicules électriques disponibles à la vente utilisent la technologie Li-Ion, le profil adopté dans l'étude est le profil rectangulaire (puissance constante).

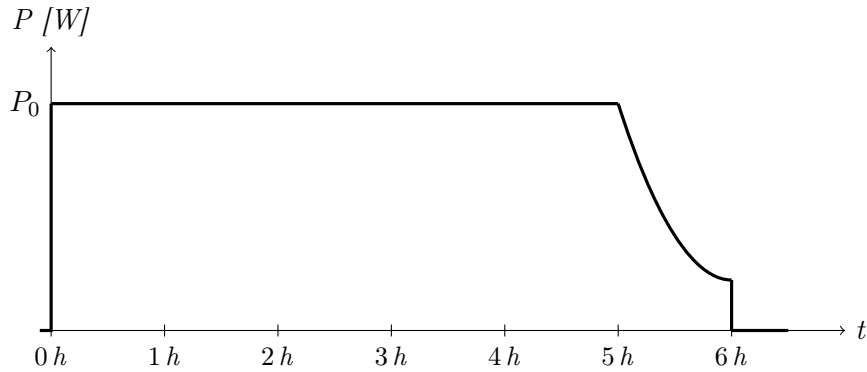


FIGURE 2.8 – CHRONOGRAMME D'UN PROFIL DE CHARGE D'UN RENAULT ZOE PENDANT 6 HEURES.

2.3.5 Modélisation spatiale

Le dernier paramètre à prendre en compte dans la modélisation est le lieu de charge du véhicule, car selon l'endroit où le véhicule se branche son impact sur le réseau de distribution est différent. Par exemple, un véhicule en bout de ligne produit plus de pertes Joule qu'un véhicule situé près du poste source. Deux points peuvent être évoqués.

La recharge peut se faire à plusieurs endroits, dans la référence [9], les auteurs affirment qu'en 2020, un point de charge lente sera installé au domicile et un autre sur le lieu de travail de chaque utilisateur de véhicule électrifié. Donc, pour le même véhicule la charge serait répartie à deux endroits, pour moitié dans le secteur résidentiel et pour moitié dans le secteur industriel, commercial ou tertiaire (le lieu de travail). Ici on ne s'intéresse qu'à la recharge dans le secteur résidentiel.

Dans ce manuscrit, les véhicules électrifiés et de la consommation électrique sont supposés distribués sur tout le réseau électrique résidentiel. Mais dans la pratique ce n'est pas forcément le cas, par exemple dans [29] l'auteur affirme que la répartition de la consommation dans un réseau de distribution est différente selon l'endroit où l'on se place sur le réseau de distribution d'une zone résidentielle. Une raison évoquée par l'auteur est, dans une ville, la construction des habitations quartier par quartier et en conséquence, alors que certains transformateurs HTA/BT sont fortement chargés d'autres le sont faiblement car la zone n'est pas encore habitée. On peut aussi noter que le prix élevé des VE et VHR devrait, au début, cantonner leur achat aux usagers privilégiés, et donc concentrer une partie de ces véhicules dans des zones spécifiques.

2.4 Services énergétiques fournis par les VE et les VHR

Jusqu'ici les profils sont supposés constants et indépendants de l'année (que ce soit en 2014 ou en 2034 le profil individuel d'un VE ou VHR n'évolue pas), seul le taux de pénétration change d'une année sur l'autre, mais alors deux questions peuvent être posées. Est-ce que ce profil dépend du réseau (de son état) sur lequel la recharge se fait ? Comment évolue le profil des véhicules électrifiés sur le long terme¹¹ en fonction du taux de pénétration ?

La première étape pour évaluer l'impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité consiste à estimer leur profil de charge. Avec l'hypothèse que les VE et les VHR sont des éléments passifs¹², alors ce profil ne dépend pas du dimensionnement des éléments du réseau et peut être calculé sans en tenir compte, en revanche si le profil dépend des caractéristiques des éléments du réseau, alors il faut calculer le profil comme une fonction du réseau sur lequel la charge se fait¹³. De nombreuses études envisagent que les VE et VHR puissent être utilisés comme un élément actif du système électrique, c'est le cas de la recharge intelligente et du V2G. Alors le profil n'est pas fixé à l'avance et évolue en fonction de l'état du système électrique. Il y a deux types de services énergétiques envisagés, pour deux échelles différentes :

- Ceux qui traitent de problèmes à l'échelle globale du système élec-

11. Pour les lignes le calcul se fait sur 40 ans et donc il faut estimer le profil des véhicules électrifiés sur 40 ans.

12. Des éléments qui ne s'adaptent pas à l'état du réseau, qui ne sont pas commandés. Par exemple, des disjoncteurs s'adaptent à l'état du réseau en coupant une partie quand le courant est trop fort.

13. Par exemple, de la capacité maximum du transformateur HTA/BT, la consommation ne peut pas excéder cette valeur. Si les VE et VHR sont des charges actives, alors le dimensionnement doit prendre en compte le fait que le profil dépend de cette valeur.

trique (service de type : réglage de la fréquence, ou “Valley Filling” avec un critère d’optimisation global comme le prix de l’électricité, ou le couplage avec l’éolien connecté au réseau HTB). Dans ce cas le profil ne dépend pas de l’état du réseau de distribution (local), mais de l’état du système électrique dans son ensemble (global), un réexamen du profil n’est pas nécessaire car celui-ci est « subi » par le réseau de distribution ;

- Ceux dont le profil dépend de l’état du réseau de distribution, l’échelle locale (par exemple, les services qui s’intéressent à la limitation du vieillissement des transformateurs HTA/BT, ou le service qui s’intéresse à limiter la valeur de la capacité maximum du transformateur ¹⁴). Dans ce cas, après dimensionnement des éléments du réseau un réexamen du profil est nécessaire.

Cette étude se limite au cas où les VE et VHR sont considérés comme des éléments passifs du réseau de distribution, le réexamen du profil n’est pas considéré.

La seconde étape est liée à celle de l’évolution des profils de charge quand le taux de pénétration des VE et VHR augmente chaque année (l’IEA prévoit 50 % de véhicules électrifiés en 2050) et à son impact sur la forme du profil de charge. Avec l’augmentation du nombre de véhicules électrifiés le poids de leur recharge peut devenir significatif dans la consommation, en particulier dans celle d’un quartier résidentiel. Des pics de consommation dus aux VE et VHR peuvent alors exister ¹⁵. Pour éviter cela l’étalement de la recharge devient nécessaire. Avec l’augmentation du taux de pénétration année après

14. Selon cette valeur la recharge des VE et VHR lors des pics locaux se fera ou ne se fera pas.

15. Si lors des creux de consommation hors véhicule électrifié, on concentre la recharge VE et VHR, alors la valeur de la consommation hors véhicule électrifié plus la consommation du véhicule électrifié peut devenir grande et excéder la valeur du pic.

année, l'étalement devra être de plus en plus grand. Le profil de charge sera différent d'une année sur l'autre. Donc l'impact sur les infrastructures sera différent de celui avec un profil qui ne varie pas d'une année sur l'autre. Dans cette étude ce phénomène n'est pas considéré.

Impact d'une décharge (V2G) sur le profil

Lorsqu'un véhicule électrifié fournit un service énergétique de type V2G, il revoie de l'électricité sur le réseau. L'énergie dans la batterie d'un VE ou d'un VHR a besoin d'être restaurée régulièrement afin de permettre à son propriétaire de l'utiliser¹⁶. Dans ce manuscrit, un usage de type V2G du véhicule électrifié est supposé être compensé par une recharge le soir (seulement si le SoC¹⁷ a diminué), ceci est présenté sur la figure 2.9. En effet, souscrire à un programme de V2G suppose que le véhicule soit « intelligent » (systèmes de communication et de commande), afin d'interagir avec le réseau, la recharge peut être optimisée et se fait pendant les périodes les plus propices pour le réseau.

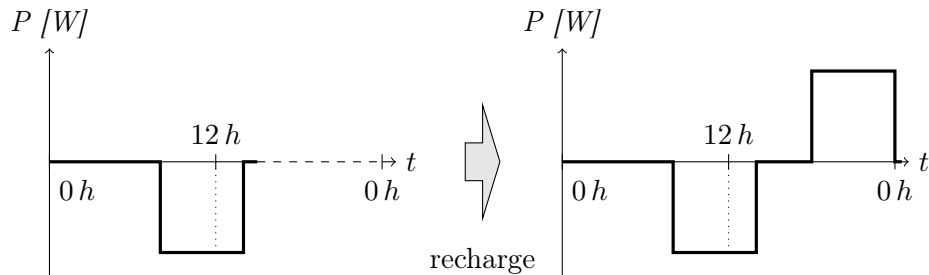


FIGURE 2.9 – EXEMPLE DE DÉCHARGE DE TYPE V2G. LA FIGURE DE GAUCHE MONTRE JUSTE UNE DÉCHARGE (VERS 12 H, LA PUISSANCE DE CHARGE EST NÉGATIVE). SUR LA FIGURE DE DROITE CETTE DÉCHARGE EST COMPENSÉE PAR UNE RECHARGE LE SOIR.

16. Le but premier d'un véhicule électrifié c'est le transport, les services énergétiques sont un usage de deuxième catégorie.

17. SoC : "State of Charge" ou état de charge de la batterie. Cette valeur indique l'énergie disponible dans la batterie (entre 0 % et 100 % de la capacité totale).

2.5 Modélisation proposée dans ce manuscrit

Scénario par usage

Dans cette approche, l'idée est de construire le profil de charge des véhicules électrifiés, en se basant sur l'usage fait de ces véhicules. On définit l'usage comme le but de l'utilisation du véhicule, par exemple le premier usage du véhicule c'est le déplacement : l'usage pour aller au travail, se rendre aux loisirs. Dans le contexte de la construction du profil de charge, ce qui m'intéresse ici, c'est l'usage de la recharge et dans quel but la recharge se fait. La problématique principale consiste à déterminer à quelles heures de la journée la recharge se fait.

Pourquoi une nouvelle méthode ? Les méthodes de la littérature qui permettent de construire un profil de charge sont (cf. section 2.3.3) :

1. *La charge naturelle*, où les VE et VHR se rechargent quand l'utilisateur le désire. Souvent dès leur arrivée à destination, quand on considère un trajet domicile/travail ;
2. *La charge sur un signal tarifaire type Heures Pleines/Heures Creuses*, où les VE et VHR se chargent après 21 h/22 h ;
3. *La charge intelligente*, où la recharge est optimisée, ce qui se fait souvent sur un critère de type "Valley Filling".

Pour construire le profil de charge d'une flotte de véhicules électrifiés, il est possible de combiner les trois méthodes précédentes. Cependant, ces méthodes ne permettent pas une modélisation correcte car :

1. Avec la méthode de la charge naturelle, il est relativement aisé de modéliser la charge d'une flotte de véhicules électrifiés, à condition que

l'usage de ces véhicules soit connu. Par exemple, le profil de charge des véhicules électrifiés peut être estimé grâce à des simulations de Monte Carlo en, (1) définissant un usage où le véhicule effectue deux trajets par jour (domicile/travail), (2) commençant la charge dès l'arrivée au domicile le soir, (3) avec la connaissance de l'histogramme des heures d'arrivées au domicile (cf. figure 2.2) et (4) avec la connaissance de l'histogramme de la distance domicile/travail, cette méthode est utilisée dans [69]. Cette modélisation pose un problème, elle se base sur un seul usage du véhicule électrifié, celui qui consiste à se rendre au travail le matin, à rentrer au domicile le soir, à brancher le véhicule dès l'arrivée au domicile, ce qui revient à négliger d'autres possibilités comme : (1) la recharge au travail, (2) l'usage des véhicules électrifiés par des catégories d'usagers qui ne travaillent pas (retraités), (3) ou qui travaillent avec des horaires décalés (médecins, infirmiers, boulangers), (4) ou qui ont un usage commercial du véhicule (livraison, services) et (5) qui ne rechargent pas leur véhicule électrifié chaque jour (en moyenne un VE doit être rechargé tous les 3 jours¹⁸).

En bref, avec cette méthode il semble difficile de saisir l'ensemble des comportements qui induisent une charge naturelle ;

2. Avec une tarification type Heures Pleines/Heures Creuses, l'incitation tarifaire entraîne le décalage de la charge hors des pics de consommation. C'est une méthode qui est en compétition avec la méthode de la charge intelligente car elle cherche également, en utilisant la flexibilité des véhicules électrifiés, à réduire l'impact de leur recharge sur le système électrique. Il est difficile de dire si de cette compétition il y aura

18. Avec une batterie de 22 kW·h, un trajet moyen journalier de 29,4 km soit environ 6 kW·h électrique ; alors l'usager doit recharger son VE tous les $\frac{22 \text{ kW}\cdot\text{h}}{6 \text{ kW}\cdot\text{h/jour}} = 3,6 \text{ jours}$, soit tous les 3 jours.

une méthode prépondérante et laquelle. Et donc, il est tout autant difficile de donner une valeur à la répartition entre recharge intelligente et recharge sur signal tarifaire.

Afin d'éviter l'effet rebond, l'heure de début de charge ne sera pas la même pour tous les propriétaires de VE et VHR. Pour l'instant, aucune information concernant ce décalage n'est disponible. L'absence d'information empêche de modéliser correctement un profil de recharge basé sur un signal tarifaire. Effectivement, est-ce que l'effet rebond est réduit simplement à l'échelle globale¹⁹ ou également à l'échelle locale²⁰ ? S'il ne l'est qu'à l'échelle globale alors des pics de consommation issues des VE et VHR risquent d'avoir lieu localement sur le réseau BT. De plus, quelle est la valeur du décalage à appliquer ? Étant donné que la recharge des VE et des VHR se fait sur une durée importante²¹, le décalage à appliquer devra être augmenté en conséquence ;

3. La recharge intelligente cherche à obtenir le profil de charge optimal pour une flotte de VE et de VHR en se basant sur un critère. Cette méthode entre en compétition avec la méthode de la recharge sur signal tarifaire, cf. ci-dessus. Dans la pratique, le profil optimal (l'optimum) est rarement atteint car les algorithmes doivent prendre en compte les contraintes du système de communication²² et les contraintes des usagers²³. De plus, la définition du critère objectif est sujette à caution : faut-il remplir les creux à l'échelle globale (en se basant sur la courbe de consommation nationale, sur le prix spot de l'électricité, sur le ni-

19. Le système de transport/production.

20. Le système de distribution/consommation.

21. En moyenne deux heures si la puissance de charge est de 3,3 kW. Au maximum 7 h pour une batterie de 22 kW·h

22. Si la commande est décentralisée et si la connaissance de l'état électrique du réseau est incomplète.

23. Aléas dans la consommation et dans la disponibilité des véhicules électrifiés.

veau des réserves hydroélectriques), ou faut-il prendre en compte les contraintes locales (charge du transformateur HTA/BT ou HTB/HTA, pertes Joule des lignes)? Comment combiner des objectifs différents? Un objectif commun émerge malgré tout, il faut recharger la nuit lors de la coïncidence des creux locaux et globaux de consommation!

Ces deux raisons rendent difficile l'obtention du profil d'une flotte fonctionnant avec une stratégie de recharge intelligente.

Approche des scénarios par usages Pour les trois approches précédentes, il est difficile de déterminer le profil de la flotte de véhicules électriques de façon certaine. Afin de s'affranchir de ces difficultés une nouvelle approche est élaborée. L'idée est de séparer les profils de charge en catégories, ou usages, d'où le titre d'approche des *Scénarios par Usages*. Les utilisateurs de VE et VHR sont catégorisés en fonction de l'usage de leur véhicule. Dans ce manuscrit quatre usages ont été identifiés, (1) recharge en journée (usage commercial du véhicule, recharge naturelle au travail) de 8 h à 20 h, (2) recharge en rentrant du travail (recharge naturelle le soir) de 17 h à 23 h, (3) recharge sur signal tarifaire (début de la charge vers 10 h du soir) de 20 h à 2 h et (4) recharge intelligente (lors de la coïncidence des creux de consommation, après minuit) de 0 h à 6 h.

La figure 2.10 présente le profil de charge d'une flotte de véhicules électrifiés, pour les quatre usages précédents. Le profil est donné pour un véhicule, c'est-à-dire qu'il est normalisé par rapport au nombre de véhicules dans la flotte. La forme du profil est prise constante pendant les périodes de charge, car devant les incertitudes qui planent sur la forme qu'auront les profils, aucune forme particulière n'a été choisie. Le choix s'est porté sur le profil le plus élémentaire : pendant les périodes de recharge on considère une

charge à puissance constante pour l'ensemble de la flotte de VE et VHR. La figure 2.11 présente le profil de recharge qui combine les quatre usages précédents (25 % en journée, 25 % en soirée, 25 % la nuit et 25 % la nuit tardive). Ce profil sera utilisé pour mener la plupart des calculs dans les chapitres suivants (sauf lors de l'évaluation de l'impact de l'heure de recharge).

Les figures 2.5 et 2.6 ont montré que le niveau individuel de la puissance de charge a une influence faible sur le profil de recharge, quand le nombre de VE et VHR agrégés est grand. Le niveau de puissance ayant peu d'influence sur le profil, ce n'est pas un paramètre essentiel de modélisation, donc la valeur de ce paramètre est laissée libre. Pour chaque profil, la valeur de la puissance de charge de la flotte se déduit de la formule :

$$P_{flotte} = E_{flotte} \cdot T_{charge} \quad (2.15)$$

où P_{flotte} désigne la puissance de charge de la flotte de VE et VHR [W], E_{flotte} l'énergie nécessaire pour la recharge de la flotte [W·h], et T_{charge} la durée de recharge de la flotte [s].

Ramené à un véhicule, cette formule devient :

$$P_{VE/VHR} = \frac{P_{flotte}}{Nb_{VE/VHR}} \quad (2.16)$$

où $P_{VE/VHR}$ désigne la puissance de charge de la flotte ramenée à un véhicule [W], $Nb_{VE/VHR}$ désigne le nombre de VE et de VHR dans la flotte (normalisation de la puissance de recharge).

D'autres profils sont définis afin de prendre en compte des cas particuliers : pour le week-end, les jours fériés, les périodes de vacances.

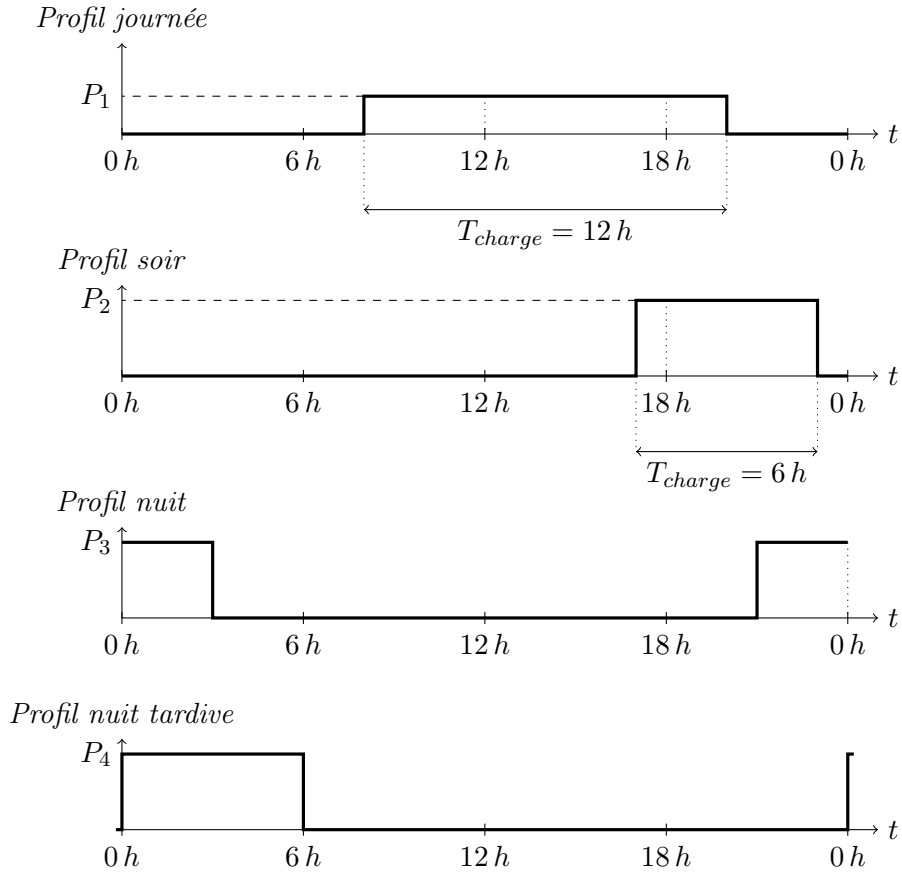


FIGURE 2.10 – PROFIL DE CHARGE MOYEN D’UN VE OU VHR SUR UNE JOURNÉE. AVEC, EN ABSCISSE LE TEMPS, EN ORDONNÉE LA PUISSANCE DE CHARGE. QUATRE USAGES SONT CONSIDÉRÉS (JOURNÉE, SOIR, NUIT, NUIT TARDIVE). L’ÉNERGIE NÉCESSAIRE CHAQUE JOUR EST LA MÊME POUR LES QUATRE USAGES. ICI ON REMARQUE, POUR LA PUISSANCE DE CHARGE PAR VE ET VHR ($P_{VE/VHR}$) QUE : $P_1 = P_2/2$ ET QUE $P_2 = P_3 = P_4 = P_0$, CAR LES DURÉES DE CHARGE SONT DIFFÉRENTES.

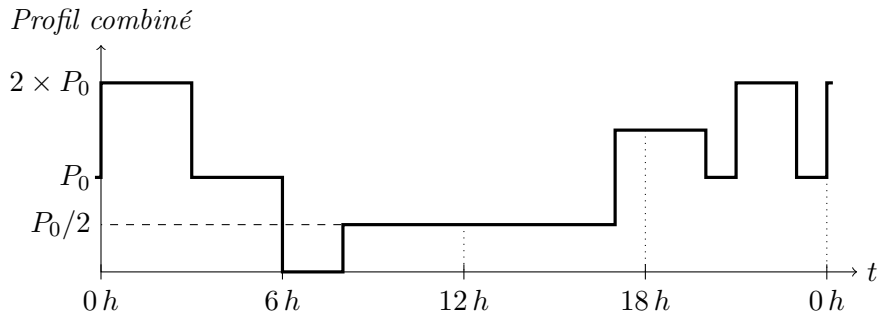


FIGURE 2.11 – PROFIL DE CHARGE MOYEN D’UN VE OU VHR SUR UNE JOURNÉE. AVEC, EN ABSCISSE LE TEMPS, EN ORDONNÉE LA PUISSANCE DE CHARGE.

Définition de scénarios d'utilisation Pour l'étude, quatre scénarios d'utilisation des véhicules électrifiés (qui modélisent le comportement des VE et VHR d'une journée à une autre) seront analysés :

1. *Le comportement des usagers ne change pas par rapport aux véhicules thermiques et n'évolue pas dans le temps. C'est le scénario classique ;*
2. *Les véhicules électrifiés sont sur-utilisés pour les loisirs. C'est-à-dire, que les distances parcourues le week-end seront plus importantes qu'aujourd'hui ;*
3. *Une augmentation des distances parcourues durant la semaine, pour aller au travail. Ou, un éloignement des usagers de leur lieu de travail.*
4. *Les jours de recharge sont synchronisés. Les usagers ne rechargent pas leurs véhicules tous les jours et ces jours de recharge sont les mêmes ;*

Les scénarios 2 et 3 consistent à faire varier l'énergie de recharge, qui après avoir défini l'heure de la recharge est le seul paramètre qui peut varier. Dans le scénario 4, la recharge se fait un jour sur deux et on prend l'hypothèse que l'utilisateur souhaite une batterie complète pour le lundi matin (d'où une recharge le dimanche). Ces scénarios sont présentés sur la figure 2.12. Le profil de charge journalier utilisé est celui de la figure 2.11. Les profils journaliers ne sont pas tracés en détail sur la figure 2.12, mais symbolisés par des rectangles.

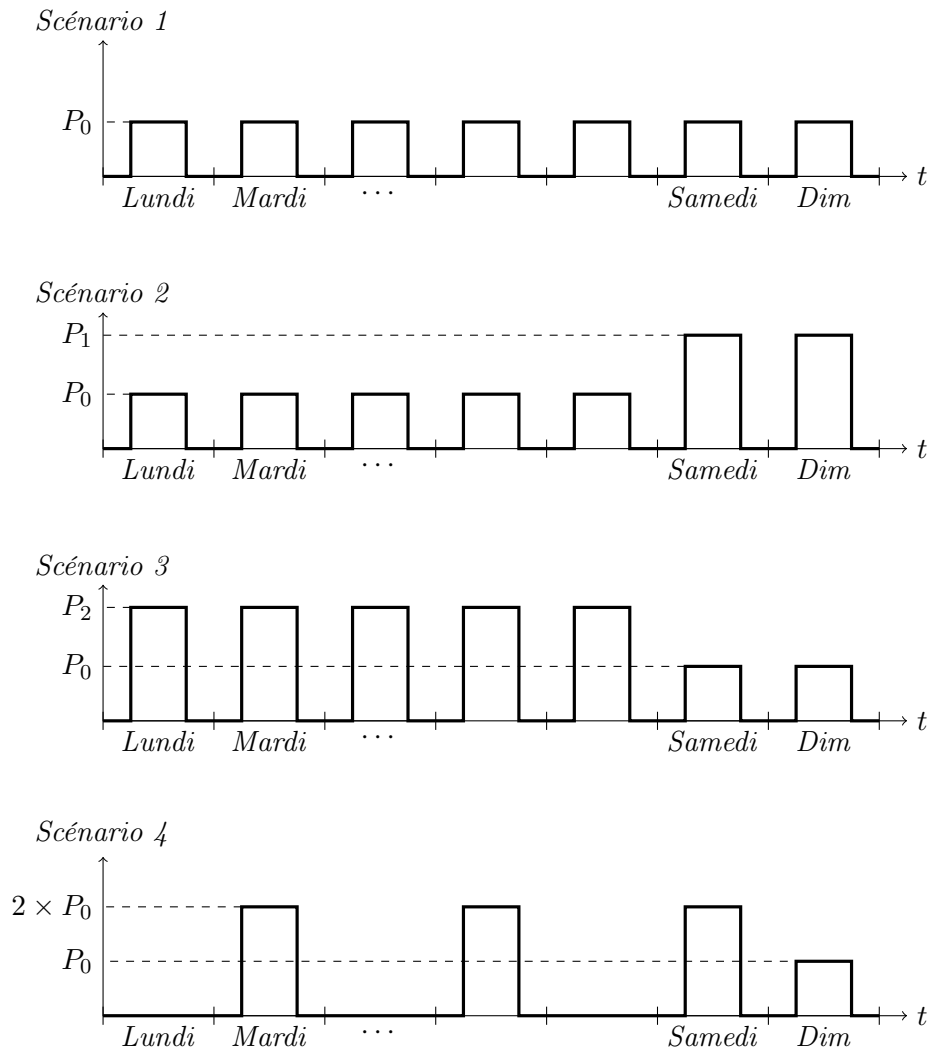


FIGURE 2.12 – LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ; PRÉSENTÉS SYNTHÉTIQUEMENT SUR UNE SEMAINE. ICI, À TITRE D'EXEMPLE, POUR LE SCÉNARIO 1 QUI SERT DE RÉFÉRENCE, LE PROFIL DU WEEK-END EST LE MÊME QU'EN SEMAINE.

2.6 Conclusion

Méthodes de la littérature

Dans ce chapitre, les différentes méthodes d'élaboration du profil de charge d'une flotte de véhicule électrifié ont été présentées. Obtenir le profil est la première étape de l'évaluation de l'impact des véhicules électrifiés sur le système électrique. Une fois ce profil obtenu, les méthodes classiques de planning des réseaux d'électricité peuvent être appliquées. Les différentes manières de construire le profil de charge ont été présentées. Trois paramètres sont nécessaires pour construire le profil : l'heure de recharge, l'énergie de recharge, la puissance de recharge. Le troisième paramètre, la puissance de recharge, n'influence qu'en partie la forme du profil de recharge. Un focus a été fait sur les méthodes de choix de l'heure de recharge : recharge naturelle, recharge sur signal tarifaire, recharge intelligente. En effet, le choix de l'heure de recharge a reçu une attention considérable dans les études, car c'est principalement en jouant sur ce paramètre que l'on espère diminuer l'impact des VE et des VHR sur le réseau d'électricité.

Approche proposée dans ce manuscrit

Devant les incertitudes des modèles de la littérature, une nouvelle manière de construire le profil de recharge est proposée. En prenant comme base l'usage des VE et VHR, cette méthode permet de lier la forme du profil à un usage, ce que les méthodes classiques ne permettent pas forcément.

En effet, dans le cas de la *méthode de la recharge naturelle*, les mesures statistiques sont incomplètes et ne permettent pas de déterminer le profil. L'hypothèse est souvent basée, dans les études, sur les heures de départ et d'arrivée des usagers au travail/au domicile, puis d'élaborer un profil de

charge dès l'arrivée au domicile. C'est un cas, où on simule un seul usage, celui où l'utilisateur utilise son véhicule uniquement pour aller au travail.

Avec la *méthode de recharge sur signal tarifaire*, il y a deux problèmes : (1) il faut maîtriser l'effet rebond et (2) cette méthode est en concurrence avec la recharge intelligente, qui a un objectif proche. Pour ces deux raisons, il est difficile d'élaborer le profil pour cette méthode.

La *méthode de recharge intelligente* est en concurrence avec la méthode précédente. La définition de la fonction objectif est compliquée, ce qui rend incertain la forme du profil. Même avec un objectif bien défini on ne sait pas obtenir précisément la forme du profil car il y a des incertitudes sur quel algorithme sera utilisé et sur la différence entre le profil théorique (réponse « idéale » des VE et VHR à l'algorithme d'optimisation) et le profil qui sera réalisé.

Ces raisons rendent compliquée l'utilisation de ces modèles et ont motivé la proposition d'une nouvelle méthode qui permet de s'affranchir des incertitudes, qu'une modélisation plus précise comporterait. En se basant sur des comportements agrégés d'utilisateurs de véhicules électrifiés, elle permet de s'approcher et d'éviter d'exclure une partie des comportements. Par exemple, la méthode de la recharge naturelle exclue la recharge de journée des professionnels (les utilisateurs ne rechargeant qu'en soirée), alors que la méthode utilisée dans ce manuscrit permet de l'inclure synthétiquement.

Chapitre 3

Impact des véhicules électrifiés sur le réseau de distribution d'électricité

Sommaire

3.1	Introduction	94
3.2	Règle de Kelvin	94
3.2.1	CapEx	95
3.2.2	OpEx	96
3.2.3	Section optimale de conducteur	99
3.3	Application au réseau moyenne tension, ou HTA	107
3.3.1	Structure d'un câble ou d'une ligne	107
3.3.2	Profil de consommation	112
3.3.3	Choix de la structure du réseau étudié	114
3.3.4	Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR	121
3.4	Application au réseau basse tension, ou BT . .	132
3.4.1	Profil de consommation	132
3.4.2	Choix de la structure du réseau étudié	133
3.4.3	Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR	136
3.5	Synthèse des résultats pour les réseaux HTA et BT	140
3.6	Sensibilité du résultat aux paramètres	142
3.7	Conclusion	143

3.1 Introduction

Deux types de réseaux d'électricité existent, les réseaux de transports et les réseaux de distribution. Cette étude se concentre sur les réseaux de distribution. Ce chapitre présente la méthode utilisée par les Gestionnaires des Réseaux de Distribution (GRD) pour dimensionner les conducteurs du réseau, et explicite en particulier le *lien* entre les pertes Joule et le coût d'installation des lignes. Dans la littérature, certains écrits abordent ce sujet (e.g. [36] et [37]), généralement ils se focalisent sur la minimisation des pertes Joule induites par la recharge des VE et VHR sur un réseau particulier, où le choix des conducteurs est donné [38] [40]. D'autres analyses, par exemple [32] [33] et [35], se concentrent sur le transformateur HTA/BT. Cette étude participe à l'état de l'art sur le sujet, en précisant la nature des pertes Joule générées par les VE et les VHR.

La méthode d'évaluation de l'impact technico-économique de la recharge des VE et VHR est décrite dans la section 3.2. La partie 3.3 présente ensuite une application de cette méthode au réseau HTA, puis la section 3.4 une application au réseau BT. La section 3.5 propose une synthèse des deux précédentes parties. Enfin, dans le paragraphe 3.6 la sensibilité du résultat aux paramètres est étudié.

3.2 Règle de Kelvin

Cette partie présente la méthode de dimensionnement d'une ligne ou d'un câble, cette méthode prend le nom de *Règle de Kelvin* [70].

Le GRD souhaite dimensionner ses lignes en minimisant la somme du

coût d'investissement (CapEx¹) et du coût d'exploitation (OpEx²) sur la vie de l'infrastructure, tout en respectant des contraintes techniques³. Ces deux coûts dépendent de plusieurs facteurs. Parmi eux, la valeur de la section de conducteur affecte à la fois le coût en matériau conducteur et le coût des pertes Joule durant la période d'utilisation de la ligne.

Dans les références [29], [70] et [71] se trouve la description de cette méthode. Le sous-paragraphe suivant explique comment calculer le CapEx, puis une autre sous-section s'intéresse à l'OpEx, finalement, la dernière sous-partie explique le principe de dimensionnement.

3.2.1 CapEx

Le CapEx d'une ligne électrique peut être décomposé deux parties, une qui est indépendante de la valeur de la section et une autre partie qui en dépend :

$$C_I(S) = C_{IF} + C_{IV}(S) \quad (3.1)$$

où $C_I(S)$ est le CapEx (coût d'*Investissement*) de la ligne électrique [€], C_{IF} la partie fixe de ce coût [€], $C_{IV}(S)$ la partie variable [€], et S est la section [m²] du conducteur métallique de la ligne, le paramètre d'étude. Ce coût d'investissement (C_I) est composé de plusieurs coûts dont : le coût des pylônes qui soutiennent les lignes ; le coût de la tranchée qui contient les câbles ; les coûts du terrain ; le coût des études qui préparent l'infrastructure ; le coût des lignes et des câbles, etc.

En faisant l'hypothèse que la part variable du CapEx est seulement fonc-

1. CapEx : Capital Expenditures.
2. OpEx : Operational Expenditures.
3. En particulier, de chute de tension à courant maximum et d'échauffement maximum des lignes suite aux pertes Joule.

tion du volume de matériau conducteur⁴, on a :

$$C_{IV}(S) = C_{cond}(S) \quad (3.2)$$

où $C_{cond}(S)$ est le coût en matériau conducteur [€]. Ce coût est égal à :

$$C_{IV}(S) = l \cdot S \cdot M \cdot p_{metal} \quad (3.3)$$

où l est la longueur de la ligne [m], M la densité du matériau conducteur [kg/m³], et p_{metal} est le prix au kilogramme du matériau conducteur [€/kg] (le prix du matériau conducteur est détaillé dans le paragraphe 3.3.1).

3.2.2 OpEx

Le terme OpEx désigne les coûts d'utilisation de l'infrastructure après l'installation et jusqu'à son démantèlement. Tout comme le CapEx, l'OpEx est en grande partie fonction de la section de conducteur :

$$C_O(S) = C_{OF} + C_{OV}(S) \quad (3.4)$$

où $C_O(S)$ est l'OpEx (coût de l'*Opération*) [€], C_{OF} en est la partie fixe qui ne varie pas avec la section de conducteur [€], et $C_{OV}(S)$ la partie variable [€]. Le coût de maintien de l'infrastructure en état de fonctionnement est supposé fixe afin de simplifier le modèle. Ainsi, les coûts de la maintenance prédictive et corrective, les coûts de la main d'œuvre, etc., sont supposés fixes.

4. Cela revient à dire, entre autres, que le coût des pylônes, le coût de la tranchée, le coût du terrain, le coût des études ne dépendent pas de S . Ce sont des hypothèses valables pour des valeurs de sections similaires. Par exemple, entre deux sections proches, en aluminium pour le BT, le pylône sera le même. Cette hypothèse est valable car quand un GRD doit choisir entre deux types de lignes, le choix se fait forcément entre deux conducteurs de section proche.

Étant donné que les GRD doivent payer les pertes Joule, à priori, sur les marchés de l'électricité, la partie variable de l'OpEx est composée du coût des pertes Joule durant la vie de la ligne :

$$C_{OV}(S) = C_{Joule}(S) \quad (3.5)$$

où $C_{Joule}(S)$ est le coût des pertes Joule [€] fonction de S .

L'étude est conduite avec un réseau de distribution du type de celui décrit par la figure 3.1. Ce réseau est composé d'une source de puissance infinie, connectée à une charge par une ligne électrique. La source de puissance est infinie et représente la sortie du transformateur HTB/HTA (ou du transformateur HTA/BT pour l'étude du réseau BT). La ligne est composée d'une résistance R et d'une réactance X qui sont reliées en série. La charge représente les consommateurs résidentiels. Elle consomme de l'énergie active et réactive, le $\cos \varphi$ est pris constant et égal à 0,8. La tension est considérée constante tout le long de la ligne. D'après le schéma de la figure 3.1, et en vertu de l'effet Joule, les pertes par phase sont égales à :

$$P_j(t, S) = \left(\frac{P_{conso}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot R(S) \quad (3.6)$$

où $P_j(t, S)$ désigne la puissance des pertes Joule à l'instant t [W], $P_{conso}(t)$ la puissance active par phase consommée par la charge de la figure 3.1 [W], V la tension phase-neutre [V], $\cos \varphi$ est le facteur de puissance de la charge, $R(S)$ est la résistance de la ligne, et t le temps [s]. Ici le résultat est donné pour une phase, pour obtenir le résultat sur une ligne triphasée, P_j doit être multiplié par trois. Pour trouver le résultat sur un conducteur monophasé, $R(S)$ doit être multiplié par deux⁵.

5. Électriquement, la ligne est deux fois plus grande car la valeur du courant ne s'annule

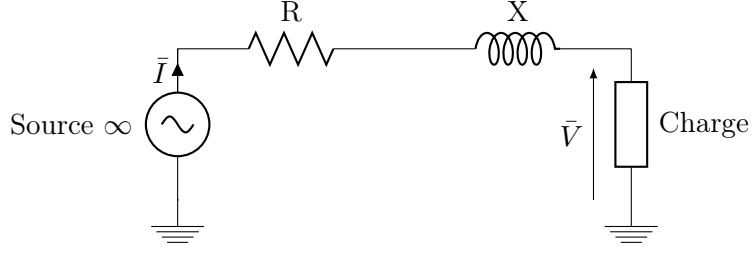


FIGURE 3.1 – SCHÉMA ÉQUIVALENT MONOPHASÉ DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ÉTUDIÉ.

Sachant que $R = \rho \cdot l/S$, alors (3.6) devient :

$$P_j(t, S) = \left(\frac{P_{conso}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (3.7)$$

où ρ désigne la conductivité électrique du matériau conducteur [$\Omega \cdot m$].

Dans cette étude, l'intérêt est porté sur le réseau du secteur résidentiel, dans lequel les véhicules électrifiés sont utilisés pour un usage privé. L'hypothèse est donc faite que tous les véhicules électrifiés se rechargent au domicile. La charge est égale à la somme de la consommation résidentielle, pour un usage domestique et de la consommation pour la recharge des VE et VHR. La consommation résidentielle augmente régulièrement, tous les ans, à un taux fixe (pris à 0,66 % [72]). Dans l'équation (3.7) P_{conso} devient alors :

$$P_{conso}(t) = P_{exo}(t) \cdot (1 + c)^{t/t_a} + P_{VE}(t) \quad (3.8)$$

où $P_{exo}(t)$ est la puissance consommée par les charges [W] (consommation *exogène* aux VE et VHR, soit la consommation des charges résidentielles, ou tertiaires, ou les deux), $P_{VE}(t)$ est la puissance de recharge de la flotte de véhicules électrifiés [W], c le taux d'augmentation de la consommation résidentielle, et t_a un facteur qui permet de prendre en compte le fait que l'augmentation a lieu tous les ans [s].

pas dans le neutre.

De plus, afin de comparer des coûts qui se produisent à des moments éloignés dans le temps et de prendre en compte que la valeur de la monnaie varie dans le temps, la notion d'actualisation est introduite (pour plus de détails cf. annexe A). De la même façon, l'augmentation du prix de l'électricité est prise en compte. Calculée sur la vie de l'infrastructure, l'équation (3.5) devient :

$$C_{OV}(S) = \int_T \frac{(1+b)^{t/t_a}}{(1+PWF)^{t/t_a}} \cdot p_{elec}(t) \cdot P_j(t, S) \cdot dt \quad (3.9)$$

où T est la durée de vie de la ligne électrique [s], PWF est le taux annuel d'actualisation⁶ pris à 8 %, b le taux annuel d'augmentation du prix de l'électricité pris à 3 %, et $p_{elec}(t)$ est le prix de l'électricité en fonction du temps [€/MW·h]. Dans l'étude, le prix de l'électricité sur le marché day-ahead de la bourse EPEX SPOT pour 2013 est pris comme référence.

Finalement, $C_{OV}(S)$ est obtenu en combinant les équations (3.9), (3.8) et (3.7) :

$$C_{OV}(S) = \int_T \frac{(1+b)^{t/t_a}}{(1+PWF)^{t/t_a}} \cdot \left(\frac{P_{exo}(t) \cdot (1+c)^{t/t_a} + P_{VE}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdots \cdots \times \frac{\rho \cdot l}{S} \cdot p_{elec}(t) \cdot dt \quad (3.10)$$

3.2.3 Section optimale de conducteur

Durant la vie d'une ligne le coût total de celle-ci vaut :

$$C_{total}(S) = C_{IF} + C_{IV}(S) + C_{OF} + C_{OV}(S) \quad (3.11)$$

où $C_{total}(S)$ est le coût total de l'infrastructure [€] sur T .

6. PWF : pour *Present Worth Factor*, facteur d'actualisation en anglais.

L'*optimisation* du choix de la valeur de la section se fait en minimisant le coût total. Pour trouver le coût minimum, la dérivée du coût total en fonction de la section de conducteur (S) est annulée. De plus, les coûts fixes ne dépendent pas, par définition, de la section de conducteur, et leur dérivée vaut donc alors 0. Donc, d'après l'équation (3.11) :

$$\left. \frac{\partial C_{total}(S)}{\partial S} \right|_{S=S^*} = \left. \frac{\partial C_{IV}(S)}{\partial S} \right|_{S=S^*} + \left. \frac{\partial C_{OV}(S)}{\partial S} \right|_{S=S^*} = 0 \quad (3.12)$$

où S^* est la valeur de la section à l'optimal [m^2]. La figure 3.2 présente les différents coûts par rapport à la valeur de la section de conducteur.

L'expression des dérivées est obtenue grâce aux équations (3.3) et (3.10). L'expression de la section optimale est :

$$S^* = \sqrt{\int_T \frac{(1+b)^{t/t_a} \cdot p_{elec}(t) \cdot \rho}{(1+PWF)^{t/t_a} \cdot p_{metal} \cdot M} \cdot \left(\frac{P_{conso}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot dt} \quad (3.13)$$

On remarque que la section optimale ne dépend pas de la longueur de la ligne.

En développant le terme P_{conso} , l'équation devient :

$$S^* = \sqrt{\int_T \frac{(1+b)^{t/t_a}}{(1+PWF)^{t/t_a}} \cdot \left(\frac{P_{exo}(t) \cdot (1+c)^{t/t_a} + P_{VE}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdots \cdots \times \rho \cdot p_{elec}(t) \cdot \frac{1}{p_{metal} \cdot M} \cdot dt} \quad (3.14)$$

qui est l'expression finale utilisée pour le calcul. Le terme $P_{exo}(t)$ se base sur le profil de charge, étudié dans la section précédente.

Remarques

1. *Ligne triphasée/monophasée* : Si la ligne est triphasée et que le régime

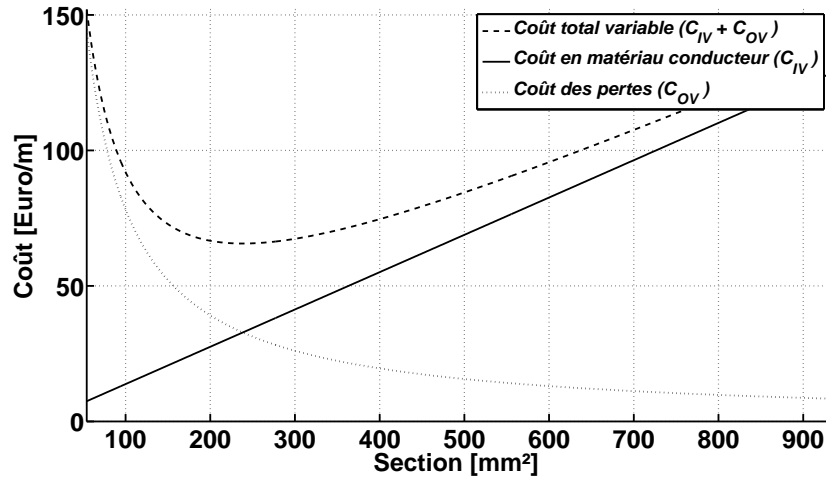


FIGURE 3.2 – LES DIFFÉRENTS COÛTS VARIABLES EN FONCTION DE LA SECTION DE CONDUCTEUR. LE COÛT TOTAL VARIABLE PRÉSENTE UN MINIMUM AUX ALENTOURS DE 250 MM².

est équilibré, alors le retour de courant dans le neutre est nul. Donc le retour de courant ne génère pas de pertes Joule. Par contre, dans le cas d'une ligne monophasée, le retour du courant se fait par le neutre et donc des pertes sont générées. Dans le cas monophasé, la valeur des pertes est donc doublée⁷ par rapport au cas triphasé ;

2. Dans la pratique, pour des raisons de logistique et d'économie d'échelle, un GRD ne dispose que d'un jeu limité de sections de lignes. Pour choisir entre deux sections proches de l'optimale, le GRD choisit celle qui a le coût total le plus faible ;
3. Les charges non linéaires génèrent des harmoniques qui augmentent les pertes, cf. [73]. Dans cette étude, les courants qui circulent sont considérés sinusoïdaux et à la fréquence de 50 Hz.

7. À priori, la section du neutre est identique à la section de la phase, donc sa résistance aussi, étant donné que le courant qui y transite est le même, les pertes Joule sont les mêmes. À puissance transitée équivalente, les pertes Joule sont donc doublées en monophasé par rapport au cas en triphasé.

Analyse de la structure de coûts

Définition du surcoût L'équation (3.11) permet d'analyser la différence de coût total, pour deux valeurs de section optimale différentes. On obtient alors :

$$C_{total}^{VE}(S_{VE}^*) = C_{IF} + C_{IV}(S_{VE}^*) + C_{OF} + C_{OV}^{VE}(S_{VE}^*) \quad (3.15)$$

$$C_{total}^{base}(S_{base}^*) = C_{IF} + C_{IV}(S_{base}^*) + C_{OF} + C_{OV}^{base}(S_{base}^*) \quad (3.16)$$

où S_{VE}^* est la section optimale pour le scénario avec présence de véhicules électrifiés [m²], S_{base}^* est la section optimale pour le scénario sans VE ni VHR (ou scénario de *base*, ce qui est indiqué par l'indice sous la lettre S et par l'exposant dans C_{total} et C_{OV}).

En différenciant les équations (3.15) et (3.16), les termes constants s'annulent⁸, et on obtient alors le surcoût total :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = C_{total}^{VE}(S_{VE}^*) - C_{total}^{base}(S_{base}^*) \quad (3.17)$$

qui devient :

$$\begin{aligned} \Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) &= C_{IV}(S_{VE}^*) + C_{OV}^{VE}(S_{VE}^*) \cdots \\ &\quad - C_{IV}(S_{base}^*) - C_{OV}^{base}(S_{base}^*) \end{aligned} \quad (3.18)$$

où $\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$ désigne le surcoût dû aux véhicules électrifiés [€].

8. Pour deux valeurs de sections différentes, les coûts fixes sont identiques, par définition. Mais, si ces deux valeurs de section sont très éloignées, alors les coûts fixes peuvent être différents. Par exemple, entre une ligne de 54 mm² en aluminium et une ligne de 240 mm² en cuivre, le poids du métal conducteur n'est pas du tout le même (il est multiplié par 15), et donc le pylône utilisé devra être plus résistant pour le cas 240 mm². Donc, les coûts fixes d'installation ne seront plus fixes (*sic*). Dans les calculs, l'hypothèse des coûts fixes est supposée valide.

Cette équation est composée d'un terme d'installation et d'un autre d'opération, les surcoûts d'installation et d'opération sont définis de la façon suivante :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = \Delta C_{IV}(S_{VE}^*, S_{base}^*) + \Delta C_{OV}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) \quad (3.19)$$

avec

$$\Delta C_{IV}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = C_{IV}(S_{VE}^*) - C_{IV}(S_{base}^*) \quad (3.20)$$

$$\Delta C_{OV}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = C_{OV}^{VE}(S_{VE}^*) - C_{OV}^{base}(S_{base}^*) \quad (3.21)$$

Finalement, le surcoût en valeur relative est défini de la façon suivante :

$$\delta c_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = \frac{\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)}{C_{IV}(S_{base}^*) + C_{OV}^{base}(S_{base}^*)} \quad (3.22)$$

où $\delta c_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$ désigne le surcoût en valeur relative.

Variation du surcoût à l'optimal Le terme C_{IV} dépend linéairement de S (cf. équation (3.3)), C_{OV} est en $1/S$ (cf. équation (3.10)). Pour des petites variations de S , un développement de l'équation (3.19) en utilisant la formule de Taylor indique que :

$$\begin{aligned} C_{total}^k(S^* + \epsilon) &= C_{IF} + C_{IV}(S^*) + \left. \frac{\partial C_{IV}(S)}{\partial S} \right|_{S=S^*} \cdot \epsilon \dots \\ &\quad + C_{OF} + C_{OV}^k(S^*) + \left. \frac{\partial C_{OV}^k(S)}{\partial S} \right|_{S=S^*} \cdot \epsilon + o(\epsilon) \end{aligned} \quad (3.23)$$

où ϵ désigne la variable du développement de Taylor, qui varie autour de 0, et k désigne le scénario d'électrification.

D'après l'équation (3.12), la somme des dérivées de C_{IV} et de C_{OV} s'annule

à l'optimale :

$$C_{total}^k(S^* + \epsilon) = C_{IF} + C_{IV}(S^*) + C_{OF} + C_{OV}^k(S^*) + o(\epsilon) \quad (3.24)$$

L'expression du coût total entre deux dimensionnements (mais avec même niveau de courant transité, ce qui correspond au même scénario k) est donc quasiment constant (seulement fonction de $o(\epsilon)$).

En se plaçant dans le cas où le scénario k est celui avec véhicules électrifiés (scénario VE), on a :

$$C_{total}^{VE}(S_{VE}^* + \epsilon) = \underbrace{C_{IF} + C_{IV}(S_{VE}^*) + C_{OF} + C_{OV}^{VE}(S_{VE}^*)}_{C_{total}^{VE}(S_{VE}^*)} + o(\epsilon) \quad (3.25)$$

$$\Rightarrow C_{total}^{VE}(S_{VE}^* + \epsilon) = C_{total}^{VE}(S_{VE}^*) + o(\epsilon) \quad (3.26)$$

Le coût total varie donc peu autour de l'optimal (dépendance en $o(\epsilon)$).

L'expression de la différence entre coût total $C_{total}^{VE}(S_{VE}^*)$ et $C_{total}^{VE}(S_{VE}^* + \epsilon)$ (le premier correspond à un dimensionnement à l'optimale et le second à un dimensionnement qui s'en écarte légèrement), par rapport au cas sans véhicules électrifiés, $C_{total}^{base}(S_{base}^*)$ est :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = C_{total}^{VE}(S_{VE}^*) - C_{total}^{base}(S_{base}^*) \quad (3.27)$$

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^* + \epsilon, S_{base}^*) = C_{total}^{VE}(S_{VE}^* + \epsilon) - C_{total}^{base}(S_{base}^*) \quad (3.28)$$

En remplaçant $C_{total}^{VE}(S_{VE}^* + \epsilon)$ par l'expression de l'équation (3.26), alors

l'équation (3.28) devient :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^* + \epsilon, S_{base}^*) = \underbrace{C_{total}^{VE}(S_{VE}^*) - C_{total}^{base}(S_{base}^*)}_{\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)} + o(\epsilon) \quad (3.29)$$

$$\Rightarrow \Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^* + \epsilon, S_{base}^*) = \Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) + o(\epsilon) \quad (3.30)$$

Les équations (3.27) et (3.28) sont proches (différence de $o(\epsilon)$). Le surcoût $\Delta C_{total}^{VE,base}$ varie donc peu (indépendance vis à vis de ϵ) pour deux sections optimales proches.

Un GRD qui ne prend pas en compte les véhicules électrifiés dans son dimensionnement choisira une section inférieure à la section optimale (à $S_{VE}^* - \epsilon$ avec ϵ positif), si cet écart n'est pas très grand (les applications numériques démontreront plus tard que cet écart est inférieur à 8 %, que S_{VE}^* est proche de S_{base}^*), alors la valeur prise par le surcoût est la même dans les deux cas. Cela est exprimé par les expressions suivantes, les deux surcoûts sont proches (l'équation (3.27) est à peu près égale à l'équation (3.28)) donc :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) \simeq \Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^* - \epsilon, S_{base}^*) \text{ avec } \epsilon > 0 \quad (3.31)$$

avec

$$S_{VE}^* - \epsilon = S_{base}^* \quad (3.32)$$

on obtient

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) \simeq \Delta C_{total}^{VE,base}(S_{base}^*, S_{base}^*) \quad (3.33)$$

C'est un résultat important car, dans la pratique, le dimensionnement des sections de conducteurs ne se fait pas à l'optimal, mais à la section

disponible la plus proche (ou plutôt celle qui minimise le coût total). De plus, rien n'indique que les GRD prendront en compte les véhicules électrifiés dans leur dimensionnement tant que leur présence ne sera pas avérée. À cause du résultat précédent, qui démontre que le surcoût est constant en fonction de S , les incertitudes n'influent pas (ou peu) sur la validité du surcoût.

Structure des coûts Étant donné que $C_{IV}(S)$ est une fonction en $C_{IV}(S) = a \times S$ où a est une constante, cf. équation (3.3). Vu que $C_{OV}(S)$ est une fonction en $C_{OV}(S) = b \times 1/S$ où b est une constante, cf. équation (3.10). À l'optimale l'annulation de la somme des dérivées donne l'équation $a - b/S^2 = 0$, donc S^* vaut $\sqrt{b/a}$, et donc $C_{IV}(S^*)$ vaut $C_{IV}(S^*) = a \times \sqrt{b/a} = \sqrt{a \cdot b}$ et $C_{OV}(S^*)$ vaut $C_{OV}(S^*) = b \times 1/\sqrt{b/a} = \sqrt{b \cdot a}$, il y a égalité entre C_{IV} et C_{OV} :

$$C_{IV}(S^*) = C_{OV}(S^*) \quad (3.34)$$

Autrement dit, à l'optimale le coût des pertes Joule actualisé est égal au coût en matériau conducteur.

D'après l'équation (3.34), les pertes Joule ont la même valeur que le coût en matériau conducteur, donc le surcoût se répartit également entre eux, et d'après l'équation (3.19), le surcoût entre les deux scénarios vaut :

$$\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*) = 2 \times \Delta C_{IV}(S_{VE}^*, S_{base}^*) \quad (3.35)$$

C'est pourquoi, dans la suite de ce manuscrit, le surcoût opérationnel sera confondu avec le surcoût d'installation.

Exemple La figure 3.3 justifie ce calcul par l'exemple. Entre deux situations :

- Une, où l'on considère un cas optimal (de coût total $C_{total}^{VE}(S_{VE}^*)$);
- L'autre, où le dimensionnement s'écarte légèrement de l'optimale (où le coût total vaut $C_{total}^{VE}(S_{VE}^* - \epsilon)$). En prenant ϵ comme $\epsilon = S_{VE} - S_{base}$ le coût total vaut $C_{total}^{VE}(S_{base})$, c'est la seconde situation.

La section choisie est différente, mais le coût total est quasiment identique. Le corollaire de ce constat est que les surcoûts dus aux véhicules électrifiés sont quasiment identiques :

- Le surcoût entre deux situations optimales ($\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$) correspond à la double-flèche de gauche de la figure 3.3.;
- Le surcoût entre un dimensionnement optimal et un dimensionnement non-optimal ($\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{base}^*, S_{base}^*)$) correspond au double de la double-flèche de droite de la figure 3.3.

La différence tient dans la structure des coûts, dans le premier cas (où la section est choisie à l'optimale), le surcoût se distribue sur le CapEx et sur L'OpEx, dans le second cas, le surcoût (la section est légèrement inférieure à l'optimale) n'est constitué que de pertes Joule (d'OpEx). Le surcoût ne se compose pas uniquement du coût des pertes Joule, mais aussi du coût de renforcement des lignes. Selon la situation, le surcoût est composé de pertes Joule et de matériau conducteur, dans une autre situation il sera composé uniquement de pertes Joule.

3.3 Application au réseau moyenne tension, ou HTA

3.3.1 Structure d'un câble ou d'une ligne

La figure 3.4 présente une vue en éclatée d'un câble de distribution d'électricité moyenne tension (HTA). La figure 3.5 présente la photo d'un morceau de ligne aérienne basse tension (BT). L'élément principal, de la ligne ou du

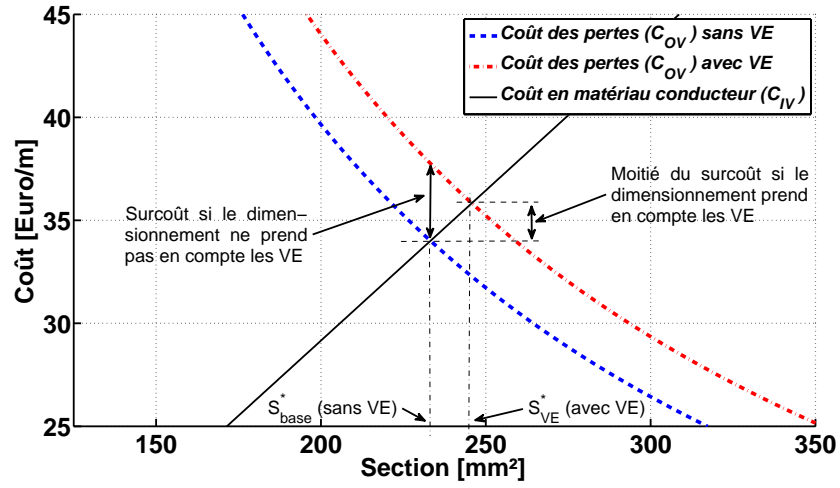


FIGURE 3.3 – LES COURBES DE COÛT POUR DEUX OPTIMUMS PROCHES. LA COURBE EN TRAIT POINTILLÉ BLEU CORRESPOND À $C_{OV}^{base}(S)$ ET LA COURBE EN TRAIT MIXTE ROUGE CORRESPOND À $C_{OV}^{VE}(S)$. ON CONSTATE QUE LE SURCÔÛT AVEC UN DIMENSIONNEMENT QUI NE PREND PAS EN COMPTE LES VE ET VHR (DOUBLE FLÈCHE DE GAUCHE, IL S'EXPRIME COMME $\Delta C_{OV}^{VE,base}(S_{base}^*, S_{base}^*)$) EST QUASIMENT ÉGAL AU SURCÔÛT SI LES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS SONT PRIS EN COMPTE DANS LE DIMENSIONNEMENT (LA DOUBLE FLÈCHE DE DROITE DOIT ÊTRE COMPTÉE DEUX FOIS, ELLE EXPRIME LE SURCÔÛT EN CONDUCTEUR – CORRESPOND À $\Delta C_{IV}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$ – OU BIEN AU SURCÔÛT EN PERTES JOULE – $\Delta C_{OV}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$ –, ILS SONT ÉGAUX).

câble, est l'âme conductrice métallique par laquelle le courant circule.

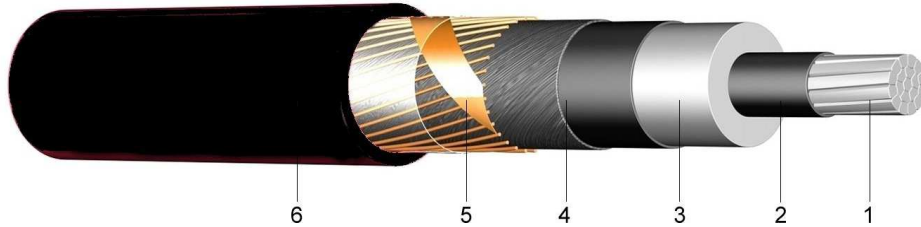


FIGURE 3.4 – STRUCTURE D'UN CÂBLE HTA EN ALUMINIUM (1 BRIN). LES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS QUI COMPOSENT LE CÂBLE SONT : (1) L'ÂME TORSADÉE EN ALUMINIUM, (2) JOINT POUR ÉVITER LA ROTATION DE L'ÂME, (3) L'ISOLANT, (4) JOINT POUR ÉVITER LA ROTATION DE L'ISOLANT, IL FAIT AUSSI OFFICE D'ÉCRAN SEMI-CONDUCTEUR, (5) ÉCRAN ÉLECTROMAGNÉTIQUE MÉTALLIQUE (FEUILLETS DE CONDUCTEUR + ARMATURE MÉTALLIQUE) POUR ÉVITER LA PROPAGATION D'UN CHAMP MAGNÉTIQUE, PERMETTRE LE RETOUR DE COURANTS DE FUITE, ET AUGMENTER LA RÉSISTANCE MÉCANIQUE DU CÂBLE, ET (6) LA GAINE DU CÂBLE QUI LE PROTÈGE DES AGRESSIONS EXTÉRIEURES (CORROSION, HUMIDITÉ). SOURCE [74].



FIGURE 3.5 – STRUCTURE D'UNE LIGNE TORSADÉE AÉRIENNE BT, TROIS PHASES ET NEUTRE, ÂMES EN ALUMINIUM.

Pour évaluer le coût des pertes Joule, il faut tout d'abord évaluer le coût du volume de conducteur métallique (en cuivre ou en aluminium). À partir des tarifs des fabricants de câbles et de lignes de distribution, j'ai cherché à comprendre la structure des prix. Les figures 3.6 et 3.7 présentent les prix de câbles et de lignes pour différentes sections, issus des catalogues des constructeurs Prysmian [75] et de la câblerie Saint Antoine [76]. Ces deux figures permettent de modéliser les prix, avec une partie fixe et une partie variable, en fonction du volume de conducteur (*i.e.* de la valeur de la section). Alors, en supposant que le conducteur métallique compose l'essentiel de la

partie variable du prix d'une ligne ou d'un câble⁹, on peut déduire le prix du matériau conducteur.

Sur la figure 3.6, deux types de câbles et de lignes sont présentés, une régression linéaire sur les données révèle que le prix variable est de $470 \text{ k€}/\text{m}^3$ pour le câble HTA en cuivre et de $220 \text{ k€}/\text{m}^3$ pour la ligne en cuivre nu. La densité du cuivre étant de $8960 \text{ kg}/\text{m}^3$, on obtient un prix au kilogramme du cuivre de 52 €/kg dans le premier cas, et de 25 €/kg dans le second. Cela est nettement supérieur au prix du cuivre brut d'environ $6400 \text{ \$/tonne}$ en 2014, la différence s'explique par le coût de fabrication. Dans cette étude, le coût de 25 €/kg pour le cuivre est retenu, c'est le prix variable du cuivre nu de Prysmian. Cette donnée est fiable car la partie fixe du prix est quasiment nulle¹⁰.

La figure 3.7 présente le prix de différents câbles et lignes en aluminium. Pour les câbles, on remarque que le coefficient de la partie variable du prix décroît quand la partie fixe du prix augmente (plus la pente de la régression linéaire augmente plus l'intersection en $x = 0$ est basse), cela est cohérent avec un coût global pour chaque fabricant, qui est du même ordre. Pour les trois références catalogue considérées, le prix variable moyen par phase est de $50 \text{ k€}/\text{m}^3$. L'aluminium pur a une densité de $2700 \text{ kg}/\text{m}^3$, le prix variable est donc de 19 €/kg , soit 19000 €/tonne . Cette valeur est bien supérieure au prix de l'aluminium brut d'environ $2000 \text{ \$/tonne}$ en 2014. Finalement, dans l'étude, la valeur de 19 €/kg est retenue comme coût de l'aluminium, pour une application de type distribution d'électricité, et pour le cuivre un coût de 25 €/kg est retenu.

9. Cela revient à supposer que, si on augmente un peu la section, alors le surcoût en cuivre ou en aluminium est bien supérieur au surcoût en isolant, en gaine, etc.

10. Un prix fixe nul est cohérent avec le coût de production théorique qui doit être nul pour une section de 0 mm^2 .

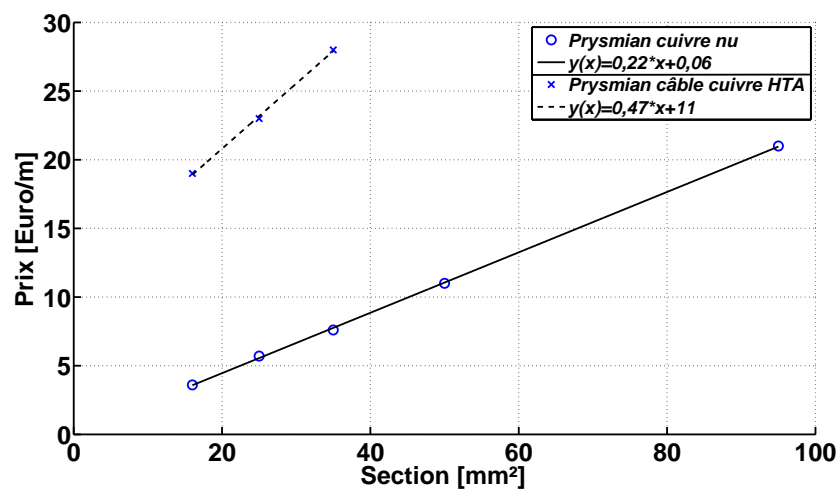


FIGURE 3.6 – PRIX CATALOGUE DE LIGNES ET DE CÂBLES EN CUIVRE POUR DIFFÉRENTES SECTIONS (POUR UNE PHASE).

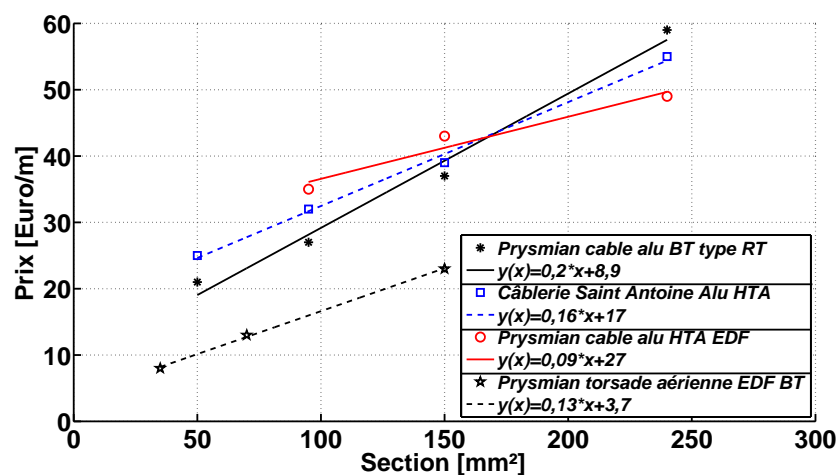


FIGURE 3.7 – PRIX CATALOGUE DE LIGNES ET DE CÂBLES EN ALUMINIUM POUR DIFFÉRENTES SECTIONS (POUR TROIS PHASES).

3.3.2 Profil de consommation

À partir d'un niveau de tension donné¹¹, et en supposant que les conducteurs sont choisis après application de la règle de Kelvin, on peut déduire le nombre d'usagers desservis par une ligne. En effet, en pratique les GRD utilisent un nombre limité de sections pour leurs lignes, c'est le cas pour le principal GRD en France : ERDF. Si le choix de la section de conducteur se fait selon la règle de Kelvin, alors le coût du volume de conducteur est égal au coût des pertes Joule, actualisé sur la vie de l'infrastructure (équation (3.34)) :

$$C_{IV}(S^*) = C_{OV}(S^*) \quad (3.36)$$

Or, à section donnée et à profil de consommation connu, les pertes Joule sont une fonction de la puissance transitée. En définissant $P_{conso}(t) = P_0 \times P_{res(p.u.)}(t)$ avec $P_{res(p.u.)}(t)$ le profil de consommation en unités réduites et P_0 la puissance moyenne soutirée par la charge, on peut alors réécrire l'équation 3.10 en fonction de la puissance moyenne :

$$C_{OV}(S^*) = P_0^2 \times \int_T \frac{(1+b)^{t/t_a}}{(1+PWF)^{t/t_a}} \cdot \left(\frac{P_{res(p.u.)}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \dots \dots \times \frac{\rho \cdot l}{S^*} \cdot p_{elec}(t) \cdot dt \quad (3.37)$$

Tous les éléments derrière l'intégrale sont des constantes. L'expression devient :

$$C_{OV}(S^*) = P_0^2 \times K \quad (3.38)$$

11. En France, le réseau HTA est principalement en 20 kV entre-phases.

où K est une constante obtenue après calcul de l'intégrale.

Or à l'optimale $C_{IV}(S^*) = C_{OV}(S^*)$ et par définition $C_{IV}(S^*) = l \cdot S^* \cdot M \cdot p_{metal}$, donc :

$$C_{OV}(S^*) = P_0^2 \times K \quad (3.39)$$

$$\Rightarrow C_{IV}(S^*) = P_0^2 \times K \quad (3.40)$$

$$\Rightarrow l \cdot S^* \cdot M \cdot p_{metal} = P_0^2 \times K \quad (3.41)$$

Le lien entre le coût en volume de conducteur et la puissance moyenne transitée au carré apparaît, C_{OV} est fonction de P_0^2 , cf. équation (3.40). De plus à l'optimal et à section donnée, on peut associer une puissance moyenne P_0 , cf. équation (3.41). En France, la consommation d'électricité *per capita* par an (E_{Capita}) dans le secteur résidentiel est de 2 480 kW.h (au total 14,1 Mtep consommée en 2013 pour 66 millions d'habitants [77]), ce chiffre¹² est utilisé pour déterminer le nombre d'habitants (N_{hab}) servis par une ligne consommant une puissance moyenne P_0 :

$$N_{hab} \times E_{Capita} = P_0 \times 8\,760 \quad (3.42)$$

On peut donc, avec les trois équations précédentes établir un lien entre la valeur de la section de conducteur¹³ et le nombre d'usagers desservis par un conducteur à cette section. En appliquant cela au réseau HTA, le nombre d'usagers par phase varie de 1 000 à plus de 12 500 en fonction la section utilisée, cf. tableau 3.1. À partir de 50 points de connexion (50 maisons et/ou appartements, soit environ 100 personnes¹⁴), le foisonnement a

12. Le chiffre de 2 480 kW.h correspond au cas où la ligne sert un secteur purement résidentiel. Si la ligne sert également le secteur commercial et tertiaire (comme en HTA), alors la valeur de E_{Capita} doit être changée (et est plus grande).

13. Ou de plusieurs valeurs de section. Ici, est utilisé le jeu de sections d'ERDF.

14. En moyenne en France, il y a 2,3 habitants par foyer.

lissé la courbe de charge (dans [78] plusieurs facteurs de coïncidence¹⁵ sont présentés et après 50 points de connexion, ce facteur semble ne plus varier). De la même façon, la figure 3.8 montre, sur une échelle logarithmique, qu'à partir d'environ 100 clients du GRD la forme du profil de consommation n'évolue quasiment plus. Pour le réseau en HTA, où le nombre d'habitants est supérieur à 1 000, il est donc possible d'utiliser des profils de consommation agrégés (cf. [29] page 90). Pour l'étude, le profil RES2_P1 de ERDF est utilisé pour les calculs, cf. figure 3.9.

TABLEAU 3.1 – PRINCIPALES SECTIONS DE LIGNES ET DE CÂBLES UTILISÉES PAR ERDF EN HTA, SOURCE [79]. A CHACUNE DE CES SECTIONS EST ASSOCIÉ LE NOMBRE MOYEN D'USAGERS RÉSIDENTIELS DESSERVIS PAR PHASE, POUR UNE TENSION DE 20 kV. LA PUISSANCE TRANSITÉE MOYENNE (AU POINT SOURCE) SE DÉDUIT DE LA RÈGLE DE KELVIN ET ENSUITE SE DÉDUIT LE NOMBRE D'USAGERS DE LA CONSOMMATION PAR HABITANT EN FRANCE. L'INTENSITÉ MOYENNE AU POINT SOURCE EST AUSSI INDIQUÉE. POUR LE CONDUCTEUR EN 240 mm² EN CUIVRE, DEUX RÉSULTATS PRÉSENTÉS, AVEC LIMITATION DU COURANT AFIN DE RESPECTER LA LIMITE THERMIQUE (LIMITE IMA), ET SANS CETTE LIMITATION.

Sections utilisées par ERDF		Puissance moyenne	Intensité moyenne	Nombre d'habitants
<i>En cuivre</i>	240 mm ²	7 MW	200 A	12 000
	240 mm ²	4 MW	115 A	6 850 (limite IMA)
<i>En alu</i>	250 mm ²	2,7 MW	80 A	4 600
	148 mm ²	1,6 MW	45 A	2 750
	75 mm ²	0,8 MW	25 A	1 400
	54 mm ²	0,6 MW	17 A	1 000

3.3.3 Choix de la structure du réseau étudié

Influence du niveau de tension

Le niveau de tension d'un réseau détermine sa longueur maximale. La connaissance de cette valeur maximale renseigne sur la longueur effective

15. Le facteur de coïncidence représente l'influence qu'un nouveau consommateur résidentiel aura sur la pointe de la courbe de charge totale. Lorsque ce facteur ne varie plus, le foisonnement a atteint un niveau suffisant pour qu'un nouveau consommateur n'influence plus la forme du profil total de consommation.

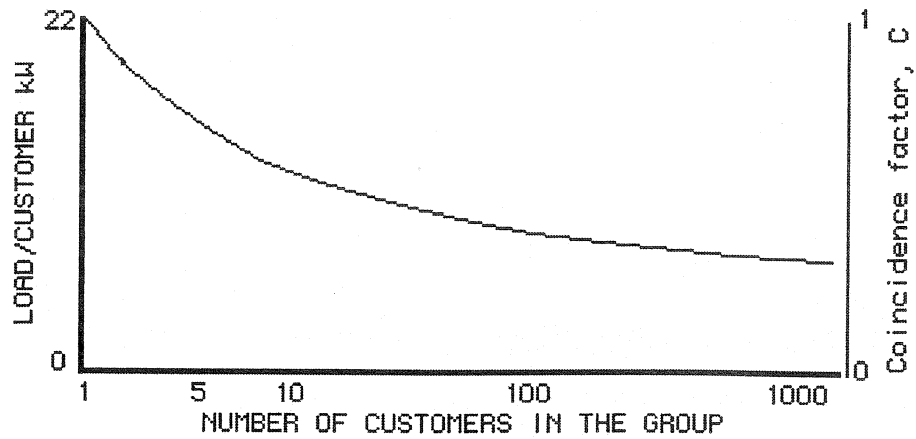


FIGURE 3.8 – EXEMPLE DE FACTEUR DE COÏNCIDENCE POUR DES CLIENTS RÉSIDENTIELS AUX USA. EN ABCISSE, LE NOMBRE DE CLIENTS (DE POINTS DE CONNEXION), EN ORDONNÉE À GAUCHE LA CONTRIBUTION EN kW D'UN CLIENT À LA POINTE DE LA COURBE DE CHARGE RÉSIDENTIELLE, À DROITE SON ÉQUIVALENT : LE FACTEUR DE COÏNCIDENCE QUI VARIE ENTRE 0 ET 1. SOURCE [29] PAGE 92.

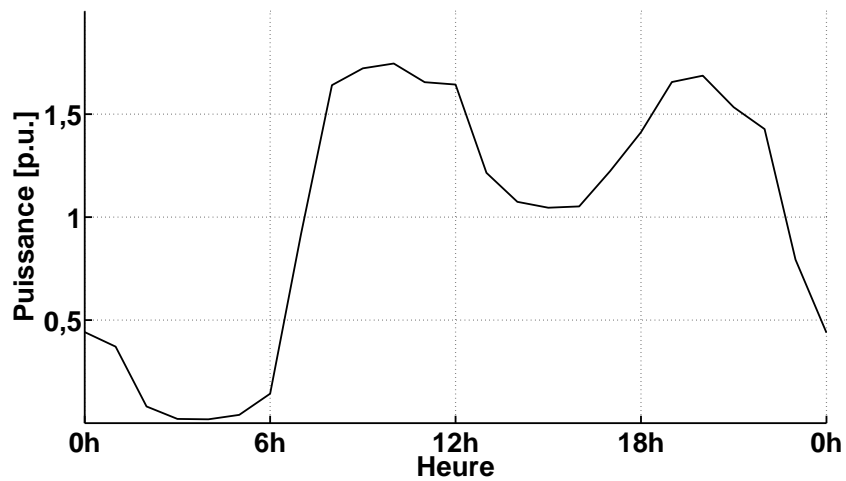


FIGURE 3.9 – LE PROFIL RÉSIDENTIEL RES2_P1 UTILISÉ POUR LES CALCULS. SOURCE [80].

des réseaux. Cette partie est donc consacrée à la détermination de la valeur maximale d'un réseau, à niveau de tension donné.

La règle de Kelvin permet d'obtenir le surcoût dû aux véhicules électrifiés, *par kilomètre* et pour les cinq types de sections utilisées par ERDF. En effet, l'évaluation du surcoût est fonction des expressions de C_{IV} et de C_{OV} (cf. équations (3.3) et (3.10)), ces deux expressions sont fonction de la longueur de la ligne (du paramètre l), dont le choix n'a pas encore été explicité. Du courant qui circule dans une ligne (ainsi que de l) dépend la chute de la tension, par la relation :

$$\Delta \bar{U}_{max} = \bar{z} \times \bar{I} \times l_{max} \quad (3.43)$$

où z est l'impédance la ligne par unité de distance [Ω], l_{max} la longueur maximale [m] qui permet de garantir que ΔU , la chute de tension, reste dans la norme¹⁶, $\Delta \bar{U}_{max}$ est la chute de tension maximum admissible [V] et I est le courant de la ligne [A]. De plus, la valeur de z dépend de la valeur de la section (tout comme r la résistance linéique de la ligne) et par application de la règle de Kelvin, z dépend du courant qui y circule dans le conducteur. On peut donc déduire, à tension donnée, une longueur économique¹⁷ qui correspond à la longueur maximale (l_{max}) pour laquelle la chute de tension n'excède pas les limites. D'après [29] Tab. 9.3 page 292, pour un niveau de tension donné, la longueur économique est quasiment fixe en fonction de la valeur de la section. En effet, à niveau de tension donné, l'application de la règle de Kelvin aux différentes sections utilisées par ERDF conduit à une longueur qui est quasiment la même.

16. En France la norme dit que $\Delta U/U$ doit être inférieur à 5 % sur le réseau HTA et à 10 % en BT.

17. Le terme économique est utilisé car cette longueur se déduit après application de la règle de Kelvin, qui est une méthode qui détermine un choix après minimisation d'un critère économique.

Le choix du niveau de tension est impactant, si le niveau de tension est doublé, alors à cause de la relation $I = \frac{P}{V \times \cos \varphi}$, le courant est divisé par 2 (à P constant), cela entraîne la diminution des pertes Joule d'un facteur 4 (à P constant), cela entraîne la diminution des pertes Joule d'un facteur 4 (à cause de $R \times I^2$, cependant la résistance est alors multipliée par ≈ 2 (selon la règle de Kelvin, le chiffre exact est $8/5$). Donc, dans l'équation (3.43) la résistance (l'impédance) est doublée, alors que le courant est divisé par 2. Les limites de tension imposées par les GRD sont en valeur relative, la tension U ayant doublé, la limite permise pour ΔU a alors elle aussi doublée. Tout en respectant la limite de l'équation (3.43), il devient alors possible d'augmenter la longueur l_{max} jusqu'à par $2 \times l_{max}$. L'explication précédente est synthétisée par les équations suivantes, le premier cas à gauche, correspond à une situation à tension initiale, et le second cas à droite, correspond à une situation à tension doublée, d'après l'équation (3.43) les expressions deviennent, selon le cas :

Niveau de tension U	Niveau de tension $U' = 2 \times U$
$\Delta \bar{U}_{max} = \bar{z} \times \bar{I} \times l_{max}$	$\Delta \bar{U}'_{max} = \bar{z}' \times \bar{I}' \times l'_{max}$
	or,
	$\bar{U}'_{max} = 2 \times \bar{U}_{max} : \text{car } \Delta U'/U' \text{ constant.}$
	$\bar{z}' = 8/5 \times \bar{z} \approx 2 : \text{règle de Kevin.}$
	$\bar{I}' = 1/2 \times \bar{I} : \text{car } P' = U' \times I' \text{ est constant.}$
donc,	donc,
$\Rightarrow l_{max} = \frac{\Delta \bar{U}}{\bar{z} \times \bar{I}}$	$\Rightarrow l'_{max} \approx 2 \times \frac{\Delta \bar{U}}{\bar{z} \times \bar{I}}$

On peut donc associer à un niveau de tension une longueur et cette longueur

varie linéairement¹⁸ avec l'augmentation ou la diminution du niveau de tension, pour plus d'explications cf. [29] page 430. Cela permet de définir une Longueur Économique (LE), qui correspond à la longueur maximale atteignable pour un niveau de tension donné. Le tableau 3.2 indique la longueur économique dans les deux niveaux de tension considérés pour le réseau de distribution.

TABLEAU 3.2 – LONGUEUR ÉCONOMIQUE POUR DEUX NIVEAUX DE TENSION, D'APRÈS [29].

Niveau de tension (entre-phases)	20 kV	400 V
Longueur économique	9,7 km	190 m

Hypothèses sur la structure du réseau

Les données disponibles pour évaluer la structure du réseau HTA sont :

- Les types de sections utilisées par ERDF en HTA et le nombre de consommateurs résidentiels associés, cf. tableau 3.1 ;
- La longueur totale du réseau en HTA, soit 599 264 km en 2009 (dont 363 592 km en aérien et 235 674 km en souterrain) [47] ;
- Le nombre de clients résidentiels de ERDF soit environ 35 millions (ce qui permet d'alimenter en électricité les 66 millions d'habitants en France, l'accès à l'électricité est considéré comme égal à 100 %).

Les équations suivantes présentent des égalités qui renseignent sur la structure du réseau :

18. Le doublement du niveau de tension conduit à une longueur maximum qui augmente. Le chiffre exact conduit à une augmentation de 1,6 ($8/5=1,6$). Le lien est bien linéaire mais avec un taux de 1,6.

$$N_{hab} = \sum_{i=1}^5 N_{lignes}(S_i) \times N_{hab/ligne}(S_i) \quad (3.44)$$

$$\forall i \in [1, 2, 3, 4, 5] : L_i = N_{lignes}(S_i) \times LE_V \quad (3.45)$$

$$L_{totale} = \sum_{i=1}^5 L_i \quad (3.46)$$

où N_{hab} le nombre d'habitants desservis par le réseau (66 millions en France), i désigne le type de section utilisé (ce sont les sections du tableau 3.1, il y en a 5 types : 240 mm² en cuivre, 250 mm² en alu, 148 mm² en alu, 75 mm² en alu, 54 mm² en alu), $N_{lignes}(S_i)$ le nombre de lignes de type i sur le réseau, $N_{hab/ligne}(S_i)$ le nombre d'habitants desservis par une ligne de type i (cf. tableau 3.1), S_i indique la valeur de la section d'une ligne [m²] de type i , L_i désigne la longueur du réseau câblé avec des lignes [m] de type i , et LE_V la longueur économique d'une ligne [m] fonctionnant sous le niveau de tension V [Volts] (20 kV en HTA). L'équation (3.44) traduit l'application du dimensionnement à l'optimal de la section de conducteur (règle de Kelvin) et l'équation (3.46) indique que la longueur totale est égale à la somme de la longueur de chaque type de ligne. L'équation (3.45) contient plusieurs hypothèses fortes :

- Il existe une longueur moyenne pour un niveau de tension donné, et cette longueur moyenne est égale à la longueur économique (LE_V) ;
- Dans la suite, pour le niveau de tension 20 kV, la valeur de LE_V , est prise égale à 9,7 km¹⁹.

Le système précédent contient 7 équations pour 10 inconnues, il ne peut donc pas être résolu, la structure exacte du réseau HTA ne peut donc pas

19. Ce qui correspond à la valeur médiane entre 6 km et 11,4 km. Le premier chiffre correspond à un niveau de 13,8 kV et le second à un niveau de 24,9 kV. La médiane donne un niveau de 20 kV, soit le niveau principalement utilisé en HTA.

être déduite. Le tableau 3.3 présente les hypothèses de répartition (de type de conducteur) choisies pour le réseau HTA. En appliquant ces hypothèses au système des équations (3.44), (3.45), et (3.46) la valeur obtenue pour N_{hab} est de 100 millions, ce qui est certes bien que supérieure à la valeur réelle pour le réseau étudié (66 millions d'habitants en France), mais reste du même ordre ($\approx +40\%$). Un élément explique cette différence. La modélisation utilise un réseau qui correspond à celui de la figure 3.1, il est constitué d'un conducteur de section constante qui alimente une charge. Or, la structure des réseaux de distribution est différente, dans [29] plusieurs structures sont évoquées, comme par exemple celle de la figure 3.10, où plusieurs types de conducteurs sont utilisés dans un même réseau. Cette typographie de réseau contredit l'équation (3.45), en effet le réseau de la figure 3.10 a une longueur égale à : $L = \text{Longueur artère} + \sum \text{Longueur antennes}$ (ou sur le schéma de la figure 3.10, $L = b + 30 \times a$) et la somme des longueurs des antennes est supérieure à celle de l'artère principale, ce qui infirme l'hypothèse du modèle où le réseau n'est composé que d'une artère principale. Et, l'hypothèse que LE_V est égale à la longueur moyenne est alors elle aussi contredite (cela est confirmé par le cas particulier de la figure 3.10, où LE_V vaut $b + 10 \times a$ et L vaut $b + 30 \times a$).

Le réseau est donc en grande partie constitué de lignes en 54 mm^2 (sinon N_{hab} devient très grand), ce qui est souvent le cas pour les réseaux car les zones peu denses²⁰ représentent une importante partie du territoire.

20. Les lignes dans les zones peu denses sont peu chargées. Car, moins la zone est densément peuplée, moins il y a d'habitations à servir et plus (vu que la consommation par habitant est constante) le courant dans les lignes est faible.

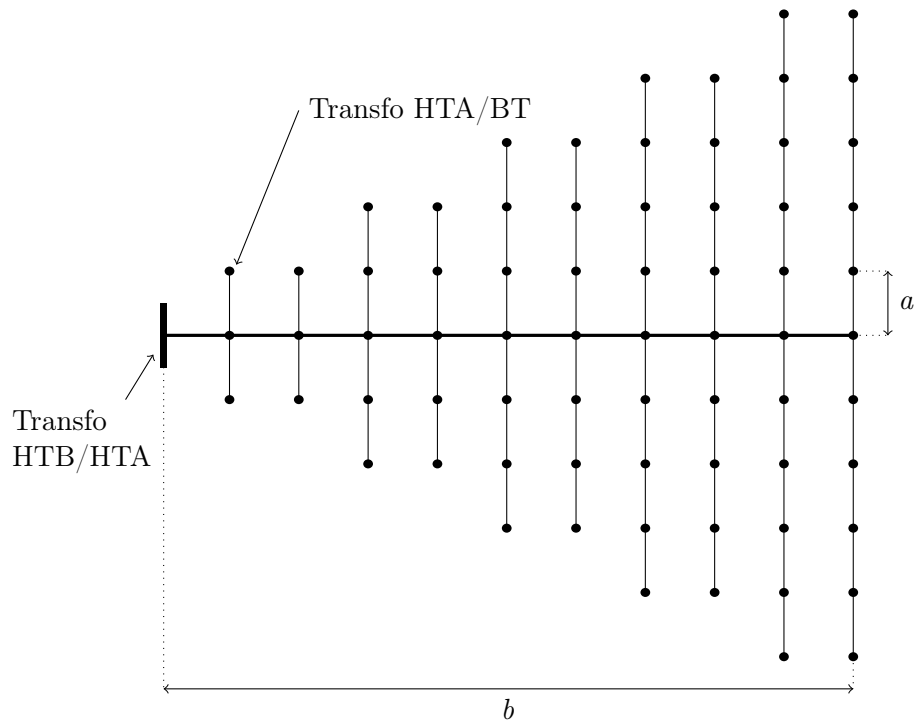


FIGURE 3.10 – EXEMPLE DE STRUCTURE D’UN RÉSEAU HTA. LA LIGNE EN TRAIT ÉPAIS DÉSIGNÉ L’ARTÈRE PRINCIPALE DONT LA SECTION EST PLUS GRANDE QUE CELLE DES ANTENNES QUI SONT DÉSIGNÉES PAR LES LIGNES EN TRAITS FINS. SOURCE [29] PAGE 484. LES LETTRES a ET b INDIQUENT RESPECTIVEMENT LA LONGUEUR DE LA PLUS PETITE ANTENNE ET DE L’ARTÈRE PRINCIPALE.

3.3.4 Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR

Répartition du surcoût en fonction du type de ligne

Le surcoût²¹ est indiqué sur le tableau 3.4. Les résultats indiquent que le surcoût se répartit sur tous les types de lignes. Une bonne partie ($\approx 40\%$)

21. Le surcoût ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) a été défini par l’équation (3.19), puis précisé par l’équation (3.35). Il correspond à la différence de coût total entre un scénario avec VE et VHR et un autre sans véhicules électrifiés, dans les deux cas le dimensionnement est optimal (où $C_{IV} = C_{OV}$).

TABEAU 3.3 – STRUCTURE DU RÉSEAU HTA CHOISIT POUR LES CALCULS. LA LONGUEUR TOTALE DU RÉSEAU EST DE 599 264 KM.

Sections	54 mm ²	75 mm ²	148 mm ²	250 mm ²	240 mm ²
ERDF	<i>Alu</i>	<i>Alu</i>	<i>Alu</i>	<i>Alu</i>	<i>Cuivre</i>
En pourcentage du réseau	65 %	15 %	10 %	5 %	5 %

se produit sur les lignes de type 240 mm² en cuivre, alors qu'elles n'en représentent qu'un faible pourcentage. À l'inverse, les lignes en 54 mm², qui comptent pour plus de la moitié, ne représentent que 25 % du surcoût.

TABLEAU 3.4 – RÉPARTITION DU SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) INDUIT PAR LES VE ET VHR SUR LE RÉSEAU HTA, EN FONCTION DU TYPE DE LA LIGNE. LE SCÉNARIO D'ÉLECTRIFICATION CHOISI EST CELUI DE 2 MILLIONS DE VE ET VHR EN 2020 (50 % D'ÉLECTRIFICATION EN 2050).

Sections ERDF	54 mm ² <i>Alu</i>	75 mm ² <i>Alu</i>	148 mm ² <i>Alu</i>	250 mm ² <i>Alu</i>	240 mm ² <i>Cuivre</i>
En pourcentage du réseau	65 %	15 %	10 %	5 %	5 %
Surcoût [€ 2014]	110 M€	35 M€	70 M€	40 M€	180 M€

Résultat pour différents niveaux de pénétration VE et VHR

Le tableau 3.5 présente les résultats de calcul pour quatre scénarios d'électrification (avec un scénario de référence sans VE). Pour le scénario haut de deux millions de véhicules électrifiés en 2020 (cf. figure 3.11), le surcoût est de 1,85 % (de la partie variable du coût), ou d'environ 1 milliard d'euros en valeur absolue, le surcoût en fonction du scénario varie proportionnellement avec le taux d'électrification en 2050²². Ce scénario est le plus volontariste, en effet il prévoit 2 millions de véhicules électrifiés en 2020, alors que seulement 50 000 ont été vendus à la fin de 2014²³, cependant le surcoût n'est pas très élevé en valeur relative (1,85 %). Deux hypothèses de calcul expliquent un surcoût relativement faible :

- Ici on considère un renforcement en 2014, à un moment où le taux d'actualisation de 8 % écrase le coût des pertes Joule du futur, or à ce

22. $3/4 \times 1,85 \% \approx 1,35 \%$ pour le scénario de 37,5 % en 2050, $1/2 \times 1,85 \% \approx 0,85 \%$ pour celui de 25 % en 2050, et $1/4 \times 1,85 \% \approx 0,45 \%$ pour celui de 12,5 % en 2050. La relation est bien linéaire.

23. Cependant, on peut tempérer en remarquant que dans ce scénario l'électrification ne représente qu'un faible pourcentage du parc automobile français en 2020 (cf. figure 3.11), environ 5 %.

moment-là les VE et les VHR seront les plus nombreux, cf. figure 3.11. Donc, l'impact des véhicules électrifiés dans le futur est fortement réduit par le taux d'actualisation. Si on se place en 2050, le résultat devrait être bien plus important ;

- Les profils utilisés supposent que, en moyenne pour une flotte de véhicules électrifiés, la puissance de charge ramenée à un véhicule est de 1,3 kW (cf. figure 2.10). C'est une valeur qui est relativement faible comparée à la puissance de 3,7 kW des chargeurs de charge lente. Les hypothèses de foisonnement ont donc une importance capitale, si ces postulats ne sont pas valides, le surcoût sera plus important.

Il semblait pour la suite intéressant d'estimer les flux monétaires de surcoût, dus aux véhicules électrifiés, année après année.

TABEAU 3.5 – SURCÔT VARIABLE EN VALEUR RELATIVE ($\delta C_{total}^{VE,base}$) ET SURCÔT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SELON LE TAUX D'ÉLECTRIFICATION DU PARC AUTOMOBILE, POUR LE RÉSEAU HTA.

Scénario d'électrification	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
0 % en 2050	0,0 %	0 €
12,5 % en 2050	0,43 %	107 M€
25 % en 2050	0,85 %	215 M€
37,5 % en 2050	1,35 %	320 M€
50 % en 2050	1,85 %	430 M€

La figure 3.12 présente le surcoût dû aux VE et VHR de 2013 à 2053, dans le cas où le GRD remplace une partie des lignes chaque année en prenant en compte les véhicules électrifiés lors du choix de la section de conducteur. Avant leur remplacement les lignes ont été dimensionnées sans prendre en compte les VE et VHR, la section n'est donc pas optimale et les lignes génèrent plus de pertes Joule. Étant donné que la durée de vie d'une ligne est de 40 ans²⁴, pour le calcul on considère que chaque année 1/40 des lignes

24. Les durées de vie, communément admises, sont d'environ 40 ans pour les lignes aériennes, et d'environ 30 ans pour les câbles, cf. [47] Figure 36.

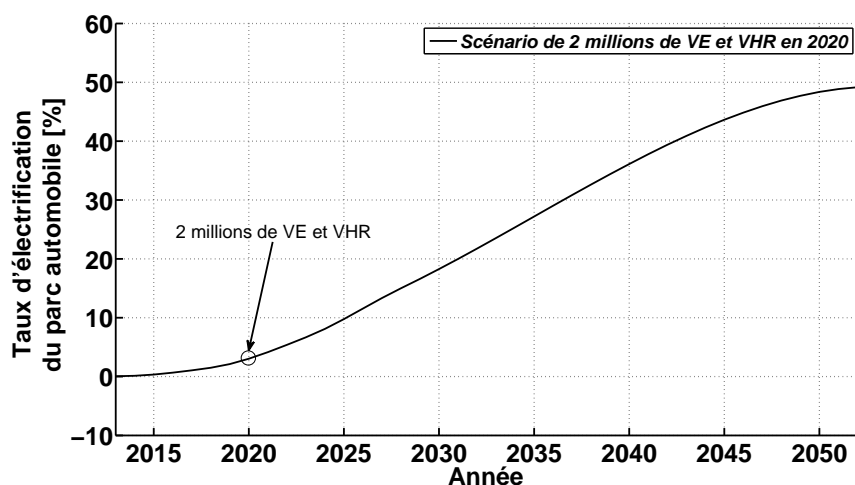


FIGURE 3.11 – SCÉNARIO 50 % DE VE ET VHR EN 2050, C'EST ÉGALEMENT CELUI DE 2 MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS EN 2020.

du réseau sont remplacées. Le scénario d'électrification est celui de 50 % de VE et VHR en 2050. Quelques remarques peuvent être faites à propos des résultats de la figure 3.12 :

- Le surcoût d'investissement est relativement constant en valeur actualisée (taux de 8 %), environ 5 millions d'euros par an ;
- Les pertes Joule dues aux VE et VHR augmentent en fonction du temps (lien avec le taux d'électrification, cf. figure 3.11). Le coût des pertes Joule présente un maximum qui se situe aux alentours de 2040, et est de 12 millions d'euros. Deux raisons expliquent ce maximum. En effet, toutes les lignes n'ont pas été renforcées en 2040 et certaines génèrent beaucoup de pertes Joule. De plus, jusqu'en 2030 le taux d'électrification croît plus vite que l'impact du taux d'actualisation, ensuite le taux d'actualisation est prépondérant dans le calcul, et donc les pertes Joule cessent de croître ;
- Le surcoût total à l'investissement est de 200 millions d'euros, c'est le même chiffre que dans le cas où les lignes sont renforcées en 2014 ;

- Le surcoût total en pertes Joule est de 270 millions d’euros, il est plus élevé que dans le cas où l’on renforce toutes les lignes aujourd’hui. En effet, étant donné que la section d’une partie des lignes n’a pas été choisie à la valeur optimale, les pertes Joule ont été plus importantes.

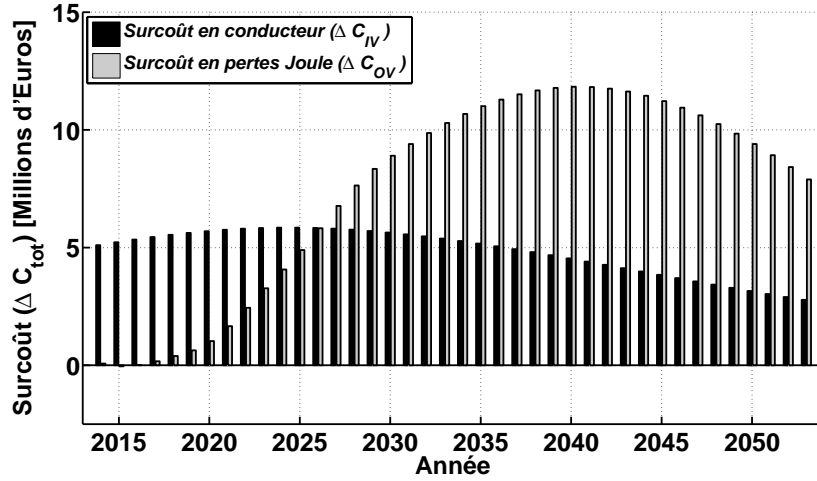


FIGURE 3.12 – LES DIFFÉRENTS SURCÔÛTS (ACTUALISÉS À 8 %) ANNÉE APRÈS ANNÉE POUR LE RÉSEAU HTA, EN € DE 2014, 1/40 DU RÉSEAU EST REMPLACÉ TOUS LES ANS. POUR LE SCÉNARIO DE 50 % D’ÉLECTRIFICATION EN 2050.

La figure 3.13 présente le surcoût de 2013 à 2053, dans le cas où le GRD choisi de ne prendre en compte les véhicules électrifiés qu’à partir de 2025. Dans ce cas, le coût des pertes est plus important, en effet, le maximum atteint pour les pertes est de 14 millions d’euros en 2040. Cependant, le surcoût total variable ($\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$) est quasiment identique, de 500 millions d’euros. Le choix entre le scénario de la figure 3.12 et celui-ci ne peut donc pas se faire sur un critère économique.

La figure 3.14 présente le surcoût si le GRD ne prend pas en compte les véhicules électrifiés, et ce même jusqu’en 2050. Le pic atteint par les pertes Joule est alors plus important, de 17 millions d’euros pour l’année 2040. Cependant, ici aussi, le surcoût total variable est quasiment identique, de 500 millions d’euros.

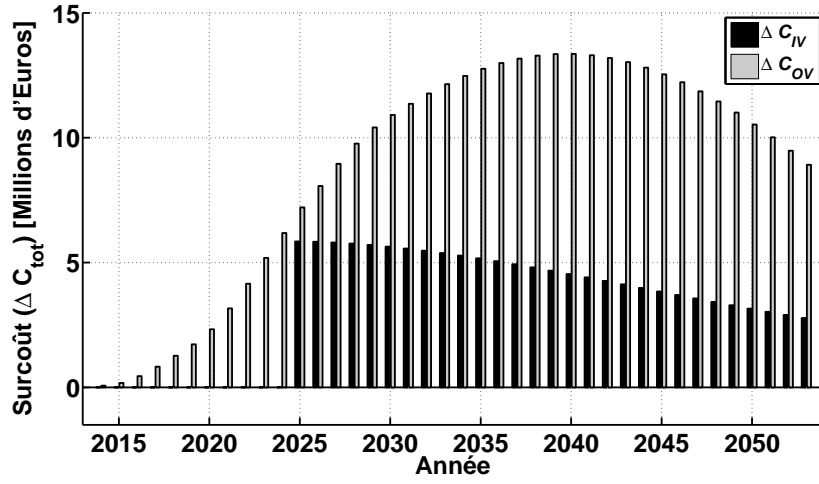


FIGURE 3.13 – LES DIFFÉRENTS SURCOÛTS ANNÉE APRÈS ANNÉE POUR LE RÉSEAU HTA, LA PRISE EN COMPTE DES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS DANS LE DIMENSIONNEMENT SE FAIT À PARTIR DE 2025.

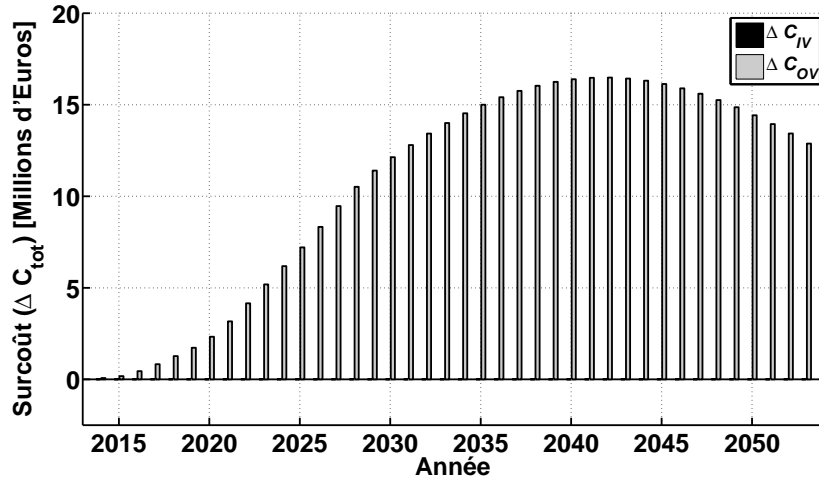


FIGURE 3.14 – LES DIFFÉRENTS SURCOÛTS ANNÉE APRÈS ANNÉE POUR LE RÉSEAU HTA, PAS DE PRISE EN COMPTE DES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS. LE SURCOÛT EN CAPEX ($\Delta C_{IV}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$) EST DONC NUL.

La figure 3.15 présente la différence de coût total ²⁵, dans le premier scénario les véhicules électrifiés sont pris en compte pour dimensionner les lignes, dans l'autre ces véhicules ne sont pas pris en compte pour le choix de la section. Les résultats sont présentés en fonction de l'année où se fait le choix de la section. Les résultats montrent que la différence est très faible, elle ne dépasse pas 0,5 %, cette valeur est atteinte en 2050 quand l'électrification du parc est de 50 %. Ce faible impact s'explique par :

- La forme de la courbe de coût total (cf. figure 3.2), le coût total est constant, autour de l'optimal (c'est également démontré par l'équation (3.35)) ;
- Des hypothèses conservatrices de consommation électrique, 5,48 kW·h par jour et par véhicule électrifié.

La figure 3.16 présente un cas où l'impact des véhicules électrifiés est plus fort. Dans ce cas, ils consomment 22 kW·h par jour (4 fois plus que dans le cas de la figure 3.15). La différence atteint un maximum 9,5 % vers 2050, même avec ce scénario très haut (grand nombre de véhicules électrifiés, consommation maximum) les pertes Joule n'explosent pas. Les pertes Joule ne sont donc pas un critère limitant à l'introduction des véhicules électrifiés.

Résultat pour différentes heures de recharge

Certaines études se focalisent sur l'impact de l'heure de recharge des VE et des VHR, e.g. [81] et [62]. En effet, dans une optique où les véhicules électrifiés représentent une part importante du parc automobile, adapter l'heure de recharge est un moyen simple ²⁶ de réduire leur impact sur le réseau d'électricité. Ici, le surcoût des VE et VHR est évalué pour quatre

25. C'est le surcoût en valeur relative entre deux scénarios avec véhicules électrifiés : $\Delta C_{IV}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$.

26. Il faut plusieurs heures pour effectuer la recharge d'un véhicule électrifié et décaler cette recharge ne change pas beaucoup la durée totale d'immobilisation.

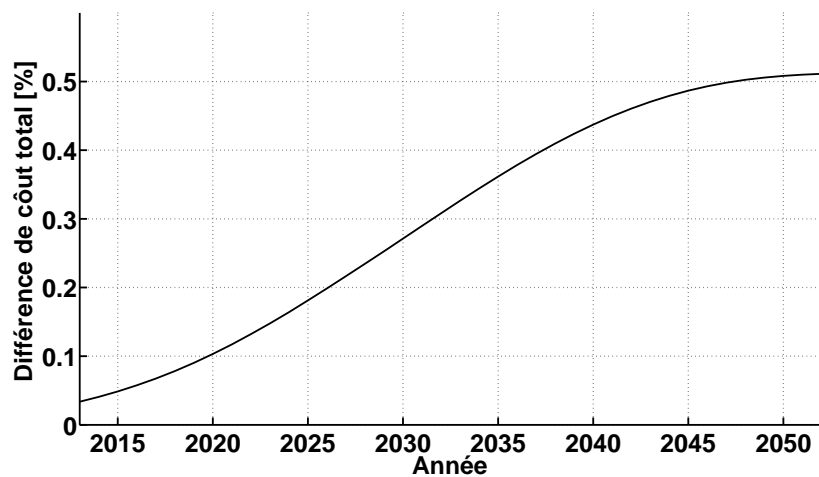


FIGURE 3.15 – INTÉRÊT D’UN DIMENSIONNEMENT ADAPTÉ AUX VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ. EN ABSCISSE, L’ANNÉE DU RENFORCEMENT, SELON LA VALEUR DE L’ANNÉE, LE NIVEAU DE PÉNÉTRATION VE ET VHR EST DIFFÉRENT. POUR LE SCÉNARIO DE 50 % D’ÉLECTRIFICATION EN 2050. LES VÉHICULES CONSOMMENT 5,48 kW·h PAR JOUR.

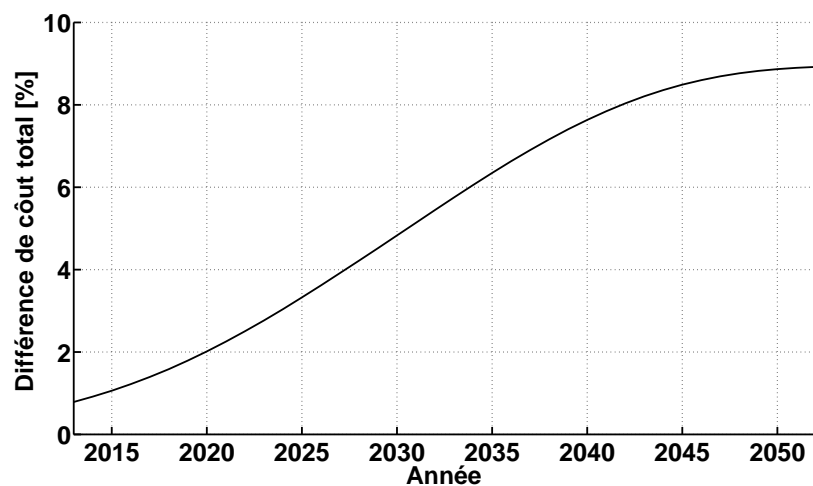


FIGURE 3.16 – INTÉRÊT D’UN DIMENSIONNEMENT ADAPTÉ AUX VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ. ICI LES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS CONSOMMENT 22 kW·h PAR JOUR.

profils plus un profil de référence (ce sont les profils de la figure 3.17). Cela est présenté sur le tableau 3.6, les résultats montrent que le surcoût varie de 0,8 % à 3,0 %, il est de 1,85 % pour le scénario de référence. Le surcoût est bien inférieur pour le profil nuit tardive (d'un facteur 3 par rapport au pire cas), il est cinq fois moins élevé que dans le cas de la recharge après le travail, dite aussi "recharge naturelle". Les résultats montrent également que, pour le profil nuit, qui correspond à une recharge lors des heures creuses, le surcoût est loin d'être négligeable, il est du même niveau que pour le profil moyen, qui combine les quatre types de recharge.

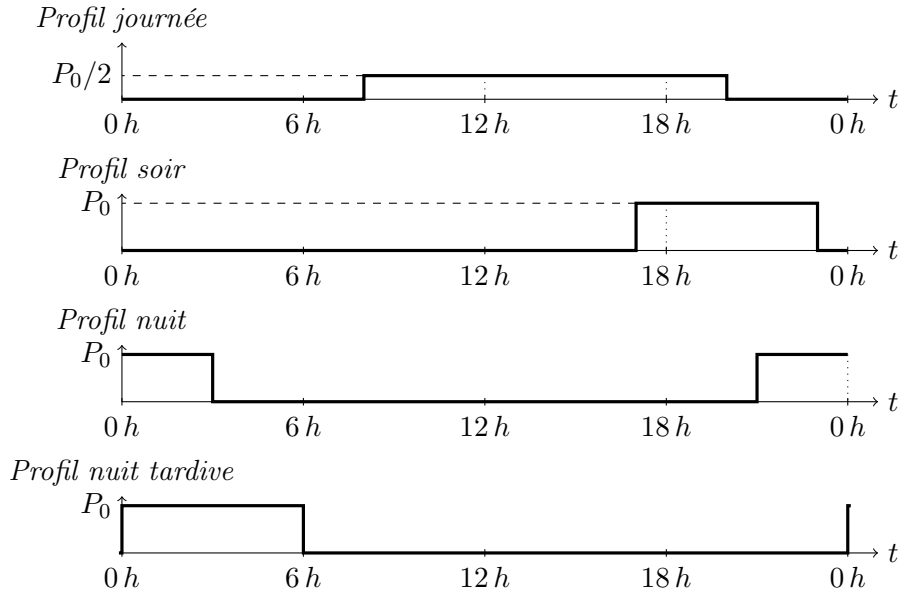


FIGURE 3.17 – PROFILS DE RECHARGE. CETTE FIGURE EST LA MÊME QUE LA FIGURE 2.10.

TABEAU 3.6 – SURCÔÛT VARIABLE EN VALEUR RELATIVE ($\delta c_{total}^{VE,base}$) ET SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) POUR DIFFÉRENTS PROFILS DE RECHARGE, POUR LE RÉSEAU HTA.

Profil de recharge	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
Profil moyen	1,85 %	430 M€
Profil journée	2,6 %	620 M€
Profil soirée	3,0 %	700 M€
Profil nuit	1,7 %	410 M€
Profil nuit tardive	0,8 %	190 M€

Résultat pour différents scénarios d'usage

Jusqu'ici, les impacts du taux d'électrification²⁷ et de l'heure de recharge²⁸ ont été évalués, cette section analyse les scénarios d'usage du chapitre précédent. Dans le chapitre quatre scénarios d'usages ont été définis :

- Le scénario 1, ou *scénario de référence*, qui a été utilisé jusqu'ici, où le profil de recharge est le même chaque jour (avec une énergie de recharge de 5,48 kW·h par jour) ;
- Le scénario 2, ou *scénario week-end*, dans lequel les distances parcourues le week-end sont plus grandes qu'en semaine (l'énergie de recharge est de 10,96 kW·h, par jour le samedi et le dimanche) ;
- Le scénario 3, ou *scénario jours ouvrés*, où les distances parcourues les jours ouvrés (Lundi au Vendredi) sont plus grandes (une énergie de recharge de 10,96 kW·h les jours ouvrés) ;
- Le scénario 4, ou *scénario un jour sur deux*, où les véhicules électrifiés se rechargent un jour sur deux (le Lundi, le Mercredi, le Vendredi et le Dimanche), l'énergie de recharge est alors de 10,96 kW·h par jour sauf le Dimanche où elle est de 5,48 kW·h.

Les résultats sont présentés sur le tableau 3.7. Pour le *scénario week-end* le surcoût augmente de 0,5 %, et pour le *scénario jours ouvrés* il augmente de 1,3 %, cet effet est principalement lié à l'augmentation de l'énergie de recharge. Pour le *scénario un jour sur deux*, l'impact est faible, le surcoût passe de 1,85 % à 1,95 %, ce comportement n'induit pas de surcoût conséquent.

27. Qui correspond à une vision à long terme.

28. Qui, à l'inverse, est une vision à court terme.

TABLEAU 3.7 – SURCÔÛ POUR LES QUATRE SCÉNARIOS D’USAGE CONSIDÉRÉS. CES SCÉNARIOS ONT ÉTÉ DÉFINIS PAR LA FIGURE 2.12. LE TAUX D’ÉLECTRIFICATION EST CELUI DE 50% DE VE ET VHR EN 2050.

Scénario d’électrification	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
Scénario de référence	1,85 %	430 M€
Scénario week-end	2,35 %	560 M€
Scénario jours ouvrés	3,35 %	770 M€
Scénario un jour sur deux	1,95 %	460 M€

Contraintes $\Delta V/V$ et IMAP

Les GRD doivent respecter une chute de tension maximale et minimale en tout point du réseau. Pour le réseau HTA, la tension doit se situer entre $\pm 5\%$ de la tension nominale (20 kV en HTA). La formule suivante permet d’approximer la chute de tension le long d’une ligne :

$$\frac{\Delta V}{V} \simeq \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V^2} \quad (3.47)$$

où ΔV représente la chute de tension aux bornes de la ligne [V], V représente la tension moyenne le long de la ligne [V], prise ici à 20 kV, R la résistance [Ω], P la puissance active transitée [W], X la réactance [Ω], et Q la puissance active transitée [W].

La marge par rapport à l’Intensité Maximum Admissible en régime Permanent (IMAP) est définie de la façon suivante :

$$\delta_{IMAP} = \frac{IMAP - \max_t(I(t))}{IMAP} \quad (3.48)$$

où δ_{IMAP} représente la marge de courant disponible avant de dépasser la limite thermique de la ligne, $I(t)$ le courant qui transite dans la ligne [A], et $IMAP$ le courant maximum admissible en régime permanent [A].

Le tableau 3.8 présente la chute de tension maximum d’une ligne de lon-

gueur 9,7 km, ainsi que la marge thermique de cette ligne. Les chutes de tension n'excèdent pas la limite de $\pm 5\%$, définie pour le réseau HTA [79]. Cependant, la limite thermique est dépassée pour le type de ligne en cuivre de 240 mm^2 , il faut donc limiter le courant à une valeur plus faible. Limiter le courant à une valeur plus faible conduit à un sur-investissement en cuivre. Cependant, comme l'a montré la partie précédente, le sur-investissement à la construction est compensé par des pertes Joule plus faibles, ce qui conduit à un coût total constant et atteste la validité des résultats précédents.

TABLEAU 3.8 – CHUTE DE TENSION MAXIMUM EN FONCTION DE LA SECTION UTILISÉE, POUR UNE LIGNE HTA DE 9,7 KM. ET MARGE PAR RAPPORT À IMAP.

Sections ERDF		$\Delta V/V$ maximum	%IMAP
<i>En cuivre</i>	240 mm ²	2,65 %	-73 % (souterrain)
			-50 % (aérien)
<i>En alu</i>	250 mm ²	1,56 %	20 %
	148 mm ²	1,56 %	35 %
	75 mm ²	1,56 %	52 %
	54 mm ²	1,56 %	62 %

Dans le paragraphe qui suit, l'impact de l'heure de recharge des véhicules électrifiés sur l'augmentation des pertes Joule va être présenté.

3.4 Application au réseau basse tension, ou BT

3.4.1 Profil de consommation

Dans ce paragraphe, la règle de Kelvin est appliquée au réseau BT. En BT, le profil de consommation d'une zone résidentielle est différent de celui utilisé en HTA. Un niveau plus faible de foisonnement conduit à une courbe de charge moins lissée. La figure 3.18 présente le profil de charge d'une habitation, dans ce cas le profil est haché avec des pics consécutifs à l'allumage brusque d'appareils électriques, on constate également la présence d'un pic

de consommation le soir vers 19 h et un autre le matin. En augmentant le niveau d'agrégation, les pics sont moins prononcés, cf. figure 3.19 où apparaissent clairement, pour une vingtaine d'habitations, le creux de la nuit, le pic en matinée et le pic en soirée. La figure 3.20 présente une courbe de consommation pour 80 habitations, ce profil est lissé et se rapproche du profil utilisé pour le réseau HTA de la figure 3.9. Cependant, à cause du faible niveau de foisonnement en BT, d'une réalisation de ce profil à une autre²⁹, les caractéristiques (l'heure du pic, la valeur du pic) sont différentes et la forme du profil varie (cf. annexe B).

Les profils BT sont générés en se basant sur les données de [82]. Pour représenter l'ensemble des comportements il faut mener plusieurs simulations avec des profils différents. Pour faire cela il est choisi ici de mener des simulations de Monte Carlo, et donc les résultats seront donnés en moyenne et en écart type.

TABEAU 3.9 – PRINCIPALES SECTIONS DE LIGNES ET DE CÂBLES UTILISÉES PAR ERDF EN BT. À CHACUNE DE CES SECTIONS EST ASSOCIÉ LE NOMBRE MOYEN D'USAGERS DESSERVIS POUR UNE LIGNE TRIPHASÉE. LA PUISSANCE TRANSITÉE MOYENNE AINSI QUE L'INTENSITÉ (AU PT SOURCE) SE DÉDUIT DE LA RÈGLE KELVIN ET ENSUITE SE DÉDUIT LE NOMBRE D'USAGERS DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT EN FRANCE. SOURCE [83].

	Sections utilisées par ERDF	Puissance moyenne	Intensité moyenne	Nombre d'habitants
<i>En alu</i>	240 mm ²	40 kW	60 A	180
	150 mm ²	25 kW	38 A	110
	95 mm ²	15 kW	23 A	70
	70 mm ²	12 kW	17 A	50

3.4.2 Choix de la structure du réseau étudié

De la même façon que dans la section 3.3, pour estimer le surcoût induit par les VE et VHR, il faut estimer la structure du réseau électrique. Quatre

²⁹. Un modèle est utilisé pour générer le profil BT, cf. annexe B.

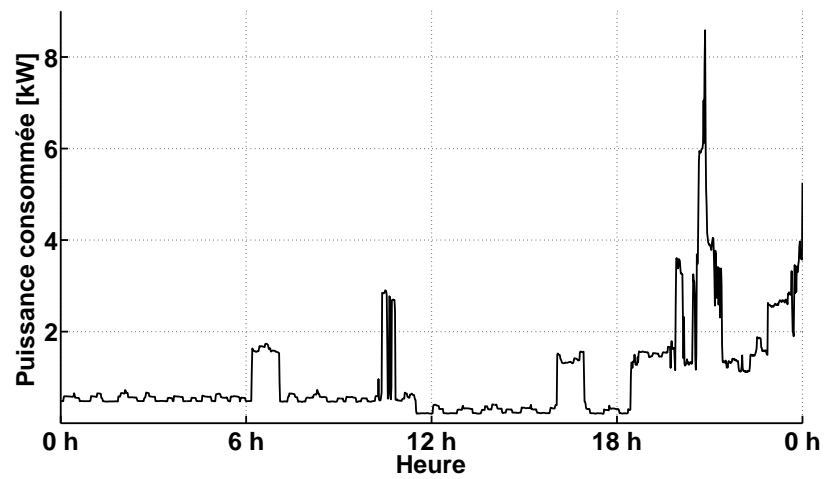


FIGURE 3.18 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR UNE HABITATION SUR UNE JOURNÉE. PAS DE 1 MIN.

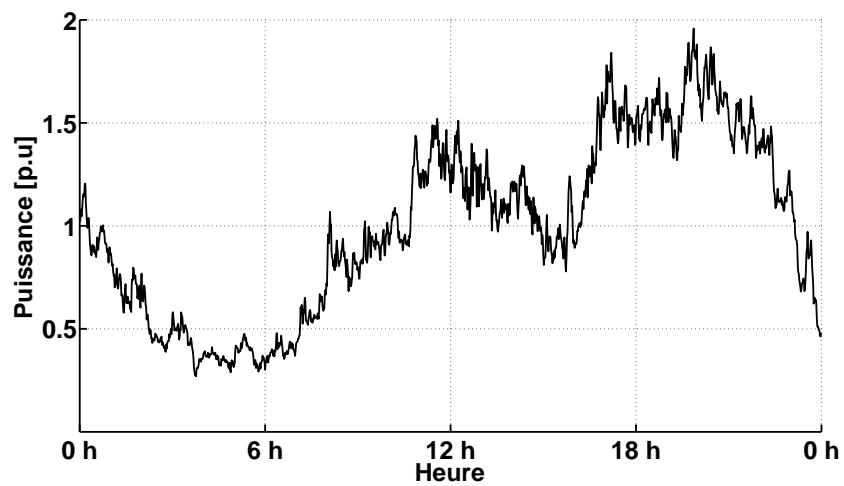


FIGURE 3.19 – PUISSANCE CONSOMMÉE SUR UNE JOURNÉE PAR 22 HABITATIONS, SOIT ENVIRON 50 PERSONNES, CELA CORRESPOND À UNE LIGNE TRIPHASÉE DE SECTION DE 70 mm^2 EN ALUMINIUM. PAS DE 1 MIN.

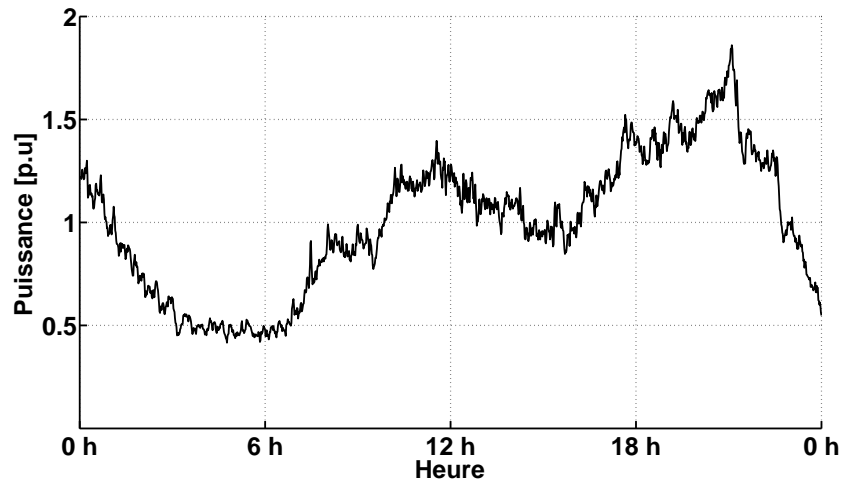


FIGURE 3.20 – PUISSANCE CONSOMMÉE SUR UNE JOURNÉE PAR 80 HABITATIONS, SOIT ENVIRON 180 PERSONNES, CE QUI CORRESPOND À UNE LIGNE TRIPHASÉE DE SECTION DE 240 mm^2 EN ALUMINIUM. PAS DE 1 MIN.

types de conducteurs (cinq si on différencie lignes et câbles) sont utilisés par ERDF pour le réseau BT, elles sont en aluminium, les valeurs de sections sont [83] :

- En aérien :
 - 70 mm^2 ;
 - 95 mm^2 , de façon anecdotique, pour les liaisons non évolutives ;
 - 150 mm^2 .
- En souterrain :
 - 150 mm^2 ;
 - 240 mm^2 .

La longueur du réseau BT est de 675 316 km, dont 248 528 km en souterrain, et 426 788 km en aérien [83]. Pour le réseau souterrain, il existe deux types de câbles, leur section est de 150 mm^2 et 240 mm^2 . Arbitrairement, le choix est fait de prendre la même longueur pour les deux types de câbles sou-

terrain, 36,8 %³⁰ du réseau est souterrain et donc pour chacun des types de câbles ils représentent 18,5 %³¹ de la longueur totale du réseau BT. Pour le réseau en aérien, d'une longueur de 426 788 km, en se basant sur le principe que le réseau est principalement constitué des lignes de la section la plus petite, le choix est fait d'une répartition de 50 % pour la ligne de section 70 mm². Étant donné que le type 95 mm² est anecdotique, la répartition est fixée à 5 %, une valeur faible. L'excédent de 8 % est attribué aux lignes de section 150 mm². Le choix de la structure est résumé sur le tableau 3.10.

TABEAU 3.10 – STRUCTURE CHOISIE POUR LE RÉSEAU BT, LIGNES EN ALUMINIUM.

Sections ERDF	70 mm ² aérien	95 mm ² aérien	150 mm ² aérien	150 mm ² souterrain	240 mm ² souterrain
En % du réseau	50 %	5 %	8 %	18,5 %	18,5 %

En se basant sur [29], la longueur économique pour une tension entre-phases de 400 V est de 190 mètres.

3.4.3 Évaluation du surcoût dû aux VE et aux VHR

Surcoût en fonction du taux d'électrification du parc automobile

Le tableau 3.11 détaille le surcoût dû aux véhicules électrifiés sur le réseau BT pour différents niveaux de pénétration. La plus grande partie du surcoût (≈ 70 %) est imputable aux lignes en 150 mm² et en 240 mm², c'est assez logique car ce sont ces lignes qui alimentent le plus d'utilisateurs³². Le tableau 3.12 présente le surcoût dû aux véhicules électrifiés sur le réseau BT pour différents niveaux de pénétration. En valeur relative, le surcoût est

30. Ce chiffre est le rapport entre longueur de câbles souterrain et longueur totale du réseau : $\frac{248\,528 \text{ km}}{675\,316 \text{ km}} \approx 36,8 \%$.

31. Ce chiffre est la moitié de 36,8 % : $36,8\%/2 \approx 18,5 \%$

32. En appliquant la règle de Kelvin, la valeur section dépend du niveau de pertes Joule, et par extension du nombre d'habitants.

de 3,3 % pour le scénario de 2 millions de véhicules électrifiés en 2020. Ce niveau est le même que celui estimé pour le réseau HTA (3,4 %). De la même façon que pour le réseau HTA, le surcoût évolue de façon linéaire avec le niveau de pénétration des VE et des VHR.

TABLEAU 3.11 – RÉPARTITION DU SURCÔÛT TOTAL (ΔC_{total}) INDUIT PAR LES VE ET VHR SUR LE RÉSEAU BT, EN FONCTION DU TYPE DE LA LIGNE. LE SCÉNARIO D'ÉLECTRIFICATION CHOISI EST CELUI DE DEUX MILLIONS DE VE ET VHR EN 2020 (50 % D'ÉLECTRIFICATION EN 2050).

Sections ERDF	70 mm ² aérien	95 mm ² aérien	150 mm ² aérien	150 mm ² souterrain	240 mm ² souterrain
En % du réseau	50 %	5 %	8 %	18,5 %	18,5 %
Surcoût [€ 2014]	240 M€	35 M€	190 M€	200 M€	320 M€

TABLEAU 3.12 – SURCÔÛT VARIABLE EN VALEUR RELATIVE ($\delta c_{total}^{VE,base}$) ET SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SELON LE TAUX D'ÉLECTRIFICATION DU PARC AUTOMOBILE, SUR LE RÉSEAU BT. EN VALEUR MOYENNE.

Scénario d'électrification	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
0 % en 2050	0,0 %	0 €
12,5 % en 2050	0,9 %	250 M€
25 % en 2050	1,8 %	500 M€
37,5 % en 2050	2,7 %	750 M€
50 % en 2050	3,6 %	1 000 M€

L'évaluation des flux financiers peut être faite de la même façon que pour le réseau HTA et conduit, à un facteur proportionnel près, aux mêmes courbes que sur les figures 3.12, 3.13 et 3.14.

Surcoût en fonction du profil de recharge

Selon l'heure de recharge, le surcoût dû aux VE et VHR varie de 1,7 % à 6,3 %, cf. 3.13. L'intérêt d'une recharge durant les périodes de faible consommation est ici plus grande que pour le réseau HTA, entre le scénario le plus favorable de la recharge pendant la nuit et celui de la recharge au retour du

travail (profil soirée), l'écart de surcoût varie environ d'un milliard d'euros, alors que pour le réseau HTA, cet écart était d'environ 500 millions d'euros.

TABLEAU 3.13 – SURCOÛT VARIABLE EN VALEUR RELATIVE ($\delta c_{total}^{VE,base}$) ET SURCOÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) POUR DIFFÉRENTS PROFILS DE RECHARGE, POUR LE RÉSEAU BT, EN VALEUR MOYENNE.

Profil de recharge	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
Profil moyen	3,6 %	1 000 M€
Profil journée	4,9 %	1 300 M€
Profil soirée	6,5 %	1 750 M€
Profil nuit	3,0 %	820 M€
Profil nuit tardive	1,8 %	490 M€

L'écart type du surcoût évolue entre 17 % et 21 %, cf. tableau 3.14. Cette valeur est importante, elle vient de la différence entre la réalisation du profil BT (qui est soumis à l'aléa³³) et la stratégie de recharge (qui considère des moments de recharge à horaires fixes). Un gain important est donc possible lors de l'application d'une stratégie de recharge avec une commande de la recharge en temps réel, ou avec des moyens de prévisions de la consommation locale.

TABLEAU 3.14 – ÉCART TYPE DU SURCOÛT, EN POURCENTS PAR RAPPORT À LA MOYENNE ET EN MILLIONS D'EUROS. SELON LE COMPORTEMENT DES USAGERS, LE PROFIL EST DIFFÉRENT ET DONC LE SURCOÛT A UNE VALEUR DIFFÉRENTE.

Profil de recharge	Écart type du surcoût [%]	Écart type du surcoût [€ 2014]
Profil moyen	17 %	165 M€
Profil journée	17 %	220 M€
Profil soirée	18 %	310 M€
Profil nuit	19 %	160 M€
Profil nuit tardive	20 %	100 M€

33. La génération des profils de consommation BT se fait grâce à un modèle de consommation. Ce modèle calcule un profil grâce à des tirages aléatoires, afin de simuler les heures de l'activation des dispositifs (chauffage, lumière, cuisine, etc).

Résultat pour différents scénarios d'usage

Différents scénarios d'usage ont été testés. Les résultats sont présentés sur le tableau 3.15. Pour le *scénario week-end*, le surcoût augmente de 0,7 % et pour le *scénario jours ouvrés* il augmente de 2,6 %, cet effet est principalement lié à l'augmentation de l'énergie de recharge. Pour le *scénario un jour sur deux*, l'impact est faible.

TABLEAU 3.15 – SURCÔÛT POUR LES QUATRE SCÉNARIOS D'USAGE CONSIDÉRÉS. CES SCÉNARIOS ONT ÉTÉ DÉFINIS PAR LA FIGURE 2.12. LE TAUX D'ÉLECTRIFICATION EST CELUI DE 50% DE VE ET VHR EN 2050.

Scénario d'électrification	Surcoût [%]	Surcoût [€ 2014]
Scénario de référence	3,6 %	1 000 M€
Scénario week-end	4,3 %	1 200 M€
Scénario jours ouvrés	6,2 %	1 700 M€
Scénario un jour sur deux	3,6 %	1 000 M€

Contraintes $\Delta V/V$ et IMAP

Le tableau 3.16 présente la chute de tension maximum sur une ligne BT de 190 mètres, la chute de tension est estimée être de 2,4 % ce chiffre est cohérent avec la norme de $\pm 10\%$ ³⁴ imposée pour le réseau BT. La limite thermique est respectée pour les lignes en 70 mm², 90 mm² et 150 mm², mais la limite est dépassée de 14 % pour le câble en 240 mm², ce qui impose un sur-dimensionnement. Comme pour le cas HTA, ce sur-dimensionnement ne change pas le coût total, d'autant plus qu'ici, il n'en représente qu'un faible pourcentage.

34. Étant donné qu'une ligne BT est en bout de chaîne dans le système de distribution d'électricité, ce chiffre de 10 % intègre d'autres chutes de tension ; chute sur la ligne HTA ou sur le transformateur HTA/BT ou sur les jeux de barres ou sur les connections.

TABLEAU 3.16 – CHUTE DE TENSION MAXIMUM EN FONCTION DE LA SECTION UTILISÉE, POUR UNE LIGNE BT DE 190 M. ET MARGE PAR RAPPORT À IMAP.

Sections ERDF		$\Delta V/V$ maximum	δ_{IMAP}
<i>En alu</i>	240 mm ²	2,4 %	-14 % (souterrain)
	150 mm ²	2,4 %	1,7 %
	95 mm ²	2,4 %	18 %
	70 mm ²	2,4 %	28 %

3.5 Synthèse des résultats pour les réseaux HTA et BT

Le surcoût total imputable aux VE et aux VHR sur les lignes du réseau HTA et BT est indiqué sur le tableau 3.17. Pour le scénario de deux millions de véhicules électrifiés en 2020, ce surcoût est de 1,5 milliard d’euros.

TABLEAU 3.17 – SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SELON LE TAUX D’ÉLECTRIFICATION DU PARC AUTOMOBILE, SUR LES LIGNES DES RÉSEAUX HTA ET BT. EN VALEUR MOYENNE, EN EUROS DE 2014.

Scénario d’électrification	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût total
0 % en 2050	0 €	0 €	0 €
12,5 % en 2050	107 M€	250 M€	360 M€
25 % en 2050	215 M€	500 M€	615 M€
37,5 % en 2050	320 M€	750 M€	1 070 M€
50 % en 2050	430 M€	1 000 M€	1 430 M€

Le surcoût total en fonction du profil de recharge sur les conducteurs des réseaux HTA et BT est indiqué sur le tableau 3.18, dans le cas du scénario de 2 millions de VE et VHR en 2020. Ce surcoût varie de 2,5 milliards, dans le cas où les véhicules électrifiés se rechargent pendant le pic du soir, à 600 millions d’euros, si les VE et les VHR se rechargent la nuit, entre minuit et 6 heures.

Le ratio de perte par rapport à l’énergie transportée sur la durée de vie

TABLEAU 3.18 – SURCÔÛ TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SUR LES LIGNES DES RÉSEAUX HTA ET BT, POUR DIFFÉRENTS PROFILS DE RECHARGE. EN VALEUR MOYENNE, EN EUROS DE 2014.

Profil de recharge	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût total
Profil moyen	430 M€	1 000 M€	1 430 M€
Profil journée	420 M€	1 300 M€	1 720 M€
Profil soirée	700 M€	1 750 M€	2 450 M€
Profil nuit	410 M€	820 M€	1 230 M€
Profil nuit tardive	130 M€	490 M€	620 M€

totale de la ligne est défini comme :

$$\rho_{p_j} = \frac{\int_T P_j(t, S) \cdot dt}{\int_T P_{conso}(t) \cdot dt} \quad (3.49)$$

où ρ_{p_j} est le ratio de pertes, $P_j(t, S)$ est la puissance dissipée par effet Joule [W], P_{conso} la puissance électrique qui transite dans la ligne [W], et T la durée de vie de la ligne [s].

Le tableau 3.19 présente le ratio de pertes constaté après application de la règle de Kelvin. Le résultat pour la ligne en cuivre de 240 mm² donne 2,92 %. Cependant, il faut réduire le courant de ligne car sinon la limite en IMAP est dépassée (cf. tableaux 3.8 et 3.16). Un deuxième chiffre qui respecte cette limite est donc présenté, dans ce cas le courant est limité à -33 %³⁵ (par rapport au résultat obtenu après application de la règle de Kelvin), alors le ratio de pertes est bien plus faible, il est de 1,28 %. En considérant qu'il faut réduire le courant de 50 %³⁶, ce qui correspond au câbles HTA en 240 mm², ce ratio chute à 0,73 %. D'après [84], les pertes sur les réseaux de distribution sont d'environ 3,8 % (6,3% de pertes, dont 60 % de pertes techniques ou de

35. Afin de respecter la limite d'IMAP. Cette limite était franchie de +50 % pour la ligne HTA cuivre de 240 mm², cf. tableau 3.8. D'où la limitation du courant à -33 %.

36. Limite d'IMAP franchie de 73 %, pour le câble souterrain HTA de 240 mm², cf. tableau 3.8. En limitant à -50 % le courant on respecte cette limite.

pertes Joule). Étant donné que sur les lignes BT ce ratio est de 1,65% et que sur les lignes HTA il est d'environ 1,5 %³⁷, on obtient de façon globale un ratio de 3,1 %. Ce chiffre, bien qu'inférieur à celui de la littérature (3,8 %), en est assez proche et cela pose problème car toutes les pertes n'ont pas été comptées, en particulier les pertes dans les transformateurs, ainsi que les pertes dans le neutre et celles dans les réseaux monophasés. Il semblerait donc que les pertes soient surestimées par le modèle.

TABLEAU 3.19 – RATIO DE PERTES SUR LES CONDUCTEURS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION QUI INDIQUE LE RENDEMENT DES LIGNES (LE RENDEMENT VAUT $1 - \rho_{p_j}$).

Type de ligne	Ratio de pertes (ρ_{p_j})
Cuivre HTA (240 mm ²)	2,92 %
Cuivre HTA (240 mm ²)	1,28 % (limitation du courant à -33 %)
Cuivre HTA (240 mm ²)	0,73 % (limitation du courant à -50 %)
Aluminium HTA	1,73 %
Aluminium BT	1,65 %

3.6 Sensibilité du résultat aux paramètres

TABLEAU 3.20 – LES PARAMÈTRES LES PLUS SENSIBLES. IMPACT D'UNE VARIATION DE +1 % DU PARAMÈTRE SUR LA PARTIE VARIABLE DU COÛT TOTAL ($C_{IV} + C_{OV}$). LE POINT DE FONCTIONNEMENT UTILISÉ AVANT LA VARIATION CORRESPOND À CELUI DE DEUX MILLIONS DE VE ET VHR EN 2020 ET LE PROFIL DE RECHARGE CONSIDÉRÉ EST CELUI QUI COMBINE LES QUATRE PÉRIODES DE RECHARGE.

Paramètre étudié	Variation du paramètre	Variation du coût total
Consommation <i>per capita</i>	+1 %	+0,91 %
Taux d'actualisation	+1 %	-0,59 %
Prix du matériau conducteur	+1 %	+0,48 %
Durée de vie de la ligne (durée d'actualisation)	+1 %	+0,26 %
Taux d'augmentation du prix de l'électricité	+1 %	+0,23 %
Taux d'électrification du parc automobile	+1 %	+0,034 %
Consommation électrique des véhicules électrifiés	+1 %	+0,034 %

Le tableau 3.20 présente l'étude de sensibilité du résultat aux paramètres. Le résultat est défini, ici, comme la partie variable du coût total ($C_{IV} + C_{OV}$).

37. Si on néglige les câbles en 240 mm² souterrain, où le ratio est très faible et de 0,73 %.

Les sept paramètres les plus sensibles sont classés, ce sont : consommation *per capita* (valeur initiale de 2 400 kW·h par an par habitant), le taux d'actualisation (8% par an), le prix du matériau conducteur (25€/kg pour le cuivre et 19€/kg pour l'aluminium), la durée de vie de la ligne (pris à 40 ans), le taux d'augmentation du prix de l'électricité (3% par an), le taux d'électrification du parc automobile (ce qui correspond à la courbe de la figure 3.11, chacune des valeurs de cette courbe est augmentée de 1%), et la consommation électrique des VE et VHR (5,48 kW·h par jour). Des paramètres étudiés, six sont des prévisions, seul le prix du matériau conducteur est une valeur réalisée à la construction de la ligne.

3.7 Conclusion

Intérêt de la modélisation

Dans ce chapitre, la règle de Kelvin a été utilisée pour évaluer l'impact des véhicules électrifiés sur les conducteurs et les pertes Joule, du réseau de distribution moyenne et basse tension. Ces pertes Joule représentent un coût d'opportunité pour le système électrique car elles doivent être produites par les producteurs d'électricité, et ensuite achetées par les gestionnaires du réseau de distribution³⁸ alors que cependant, une bonne gestion de la recharge peut faire diminuer ces pertes d'un facteur 3. Cependant, les pertes Joule ne représentent qu'une partie du coût, en effet leur niveau est lié à la valeur de la section de conducteur qui lui même est un coût pour le GRD, le coût du volume de matériau conducteur. Le modèle montre que, pour le dimensionnement optimal, le coût des pertes Joule est égal au coût du

38. Soit à un tarif régulé, soit sur le marché de l'électricité. En France, les GRD achètent ces pertes Joule au tarif de la bande de base. Cependant, dans le modèle on considère qu'elles sont payées au prix spot "day-ahead" du marché EPEX, qui est plus représentatif de leur coût réel.

matériau conducteur et donc les pertes Joule ne représentent que la moitié du coût d'opportunité.

Résultat de la modélisation

Quatre scénarios d'électrification sont étudiés, considérant une électrification du parc en 2020 allant de 500 000 véhicules électrifiés à 2 millions. Le surcoût, pour les lignes basse et moyenne tension, va de 350 à 1 400 millions d'euros. Le lien entre taux de pénétration et surcoût est linéaire. Quatre comportements de recharge ont été considérés : recharge en journée, en soirée, en début de nuit et après minuit, on se place dans le cas de 2 millions de VE et VHR en 2020. Le surcoût varie de 620 millions d'euros pour une recharge après minuit, jusqu'à 2 450 millions d'euros pour une recharge en soirée à partir de 17 h. Ces chiffres démontrent l'intérêt d'un contrôle de l'heure de la recharge des véhicules électrifiés. Cependant, l'heure de recharge doit être ajustée à la réalisation du profil de consommation, car le surcoût varie de façon importante, l'écart type a été estimé entre 17 % et 30 % par rapport à la moyenne.

Les résultats dépendent des hypothèses :

- Les résultats en euros dépendent des hypothèses sur la structures des réseaux. Modifier les hypothèses sur la structure du réseau, en particulier les conducteurs avec une valeur de section plus grande, a un énorme impact sur le coût total, et avec d'autres hypothèses de structure des réseaux, le coût peut par exemple doubler ;
- L'hypothèse a été faite que le réseau est dimensionné en utilisant la règle de Kelvin. Le ratio des pertes Joule par rapport à l'énergie transportée tend à le confirmer (car le ratio est de 1,73 % pour les lignes HTA en aluminium et de 1,28 % pour les lignes en cuivre du réseau

HTA et de 1,65 % pour le réseau BT, ces résultats sont cohérents avec la valeur de 3,8 % sur l'ensemble des réseaux), bien que les pertes dues aux transformateurs et aux autres dispositifs du réseau de distribution n'aient pas été pris en compte ;

- Les modèles utilisés pour générer les profils posent problème : le profil HTA est pris fixe, l'énergie par habitant est prise constante, le modèle de profil pour le réseau BT a montré que le surcoût varie en fonction de sa réalisation (écart type de 17 % à 30 %).

Tout cela demanderait à être approfondi par des relevés sur des réseaux réels. Cependant, le choix de la règle de Kelvin semble être justifié car elle représente une méthode de minimisation des coûts.

Chapitre 4

Les VE et VHR comme acteurs du système électrique

Sommaire

4.1	Introduction	148
4.2	Modélisation des services énergétiques	150
4.2.1	Choix du nombre de véhicules électrifiés et de la puissance de décharge	150
4.2.2	Profil de recharge des véhicules électrifiés participant à un service énergétique	151
4.2.3	Calcul de l'annuité de surcoût	153
4.3	Peak shaving	155
4.3.1	Modélisation	155
4.3.2	Coût de conducteur et des pertes Joule	158
4.4	Réglage de la fréquence	160
4.4.1	Modélisation	160
4.4.2	Coût des pertes Joule et de conducteur	165
4.5	Conclusion	167

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, l'impact des véhicules électriques participant à des services Vehicle to Grid (V2G) est étudié.

Des études proposent d'utiliser les flottes de véhicules électrifiés comme un moyen de stockage bidirectionnel¹ de l'énergie électrique, comme par exemple [25] qui introduit le terme V2G. Cette idée se base sur le fait que la plupart du temps les VE et les VHR sont inutilisés², et sont donc disponibles pour un autre usage tel que le stockage. À la condition que pendant les heures de stationnement les véhicules soient connectés au réseau électrique, si leur électronique est adaptée³, et si un coordinateur (ou agrégateur) gère la charge et la décharge des véhicules électrifiés alors il devient possible pour ces véhicules de participer à la fourniture de services systèmes⁴. La participation des véhicules électrifiés à ces services augmenterait la valorisation de leur usage et, en particulier, augmenterait leur intérêt économique grâce à la rémunération supplémentaire à laquelle ils pourraient prétendre. Ainsi au lieu de n'être simplement qu'un poids, pour le réseau les VE et les VHR pourraient devenir un atout qui faciliterait leur intégration.

Les véhicules électrifiés, en tant que moyen de stockage, pourraient participer à trois services systèmes (cf. références [10] et [85]) :

1. Le "Peak Shaving" ou *la réduction de la pointe électrique*. Dans ce cas les véhicules se déchargent lors des pics de consommation électrique (vers 19 heures), afin de diminuer la pointe électrique et de réduire

1. Par bidirectionnel on entend que les véhicules électrifiés puissent absorber de l'énergie électrique sur le réseau en se rechargeant, et qu'ils en renvoient en se déchargeant.

2. Un véhicule particulier est en stationnement environ 96 % du temps [25].

3. Les véhicules électrifiés doivent être équipés de moyens de communication et le chargeur doit être bidirectionnel afin de permettre ainsi la décharge et la coordination de cette charge/décharge.

4. Par service système, on désigne les outils utilisés par les GRT pour assurer la bonne conduite du système électrique.

l'appel en moyens de production de pointe ;

2. *Le réglage de la fréquence du réseau.* En participant au réglage de la fréquence du réseau, les véhicules électrifiés libéreraient les moyens de production d'électricité qui sont mobilisés pour le réglage de la fréquence, et donc pour la sécurité du réseau ;
3. *Le couplage avec les énergies renouvelables* intermittentes, en particulier l'éolien. Il y a deux façons de concevoir le couplage des véhicules électrifiés avec les moyens de production d'électricité d'origine éolienne :
 - Les véhicules électrifiés pourraient compenser l'absence de production lors des périodes de faible vent, et absorber l'énergie excédentaire lorsqu'il est fort. Ceci dans le but d'obtenir un couplage de la production éolienne avec la consommation/production des véhicules électrifiés, qui lisserait la production à un niveau constant ;
 - Les véhicules électrifiés pourraient être utilisés comme tampon entre production éolienne et prévision de cette production. Les producteurs éoliens doivent annoncer leur plan de production le jour précédent, et sont pénalisés en cas d'erreur. Les VE et les VHR pourraient rendre cette production moins incertaine et faciliter ainsi l'intégration de l'éolien dans le système électrique (cf. [28]).

En plus de la participation aux services systèmes, le but principal des VE et des VHR reste de permettre le transport des usagers. La fourniture des services systèmes est en complément de cet usage, il faut donc prendre en compte le fait qu'il faut recharger les véhicules électrifiés chaque jour, suite au transport de son usager. Lorsqu'un véhicule électrifié renvoie de l'électricité sur le réseau, l'énergie utilisée pour la décharge est compensée par l'augmentation de l'énergie de recharge, lors des heures de ladite recharge.

À priori, la participation aux services systèmes constitue l’aboutissement de la démarche type recharge intelligente, c’est pourquoi la recharge de ces véhicules devrait se faire selon le paradigme “smart grids”. Cependant, comme cela a été le cas jusqu’ici, la modélisation ne prend pas en compte la recharge intelligente, les profils définis dans le chapitre 2 seront alors utilisés.

La partie 4.3 est consacrée à l’étude du service de peak shaving, et la section 4.4 au réglage de la fréquence. Le couplage d’une flotte de véhicules électrifiés avec l’éolien ne sera pas étudié dans ce manuscrit.

4.2 Modélisation des services énergétiques

4.2.1 Choix du nombre de véhicules électrifiés et de la puissance de décharge

Pour l’évaluation du coût induit par une flotte de VE et VHR participant à un service système, le choix est fait de considérer un nombre de véhicules électrifiés constant⁵. Ce choix tient au fait que la fourniture de services énergétiques se fait généralement sur un critère de puissance, un nombre de véhicules électrifiés fixes permet une capacité de décharge constante. Pour les calculs, le choix est fait de prendre une flotte de véhicules électrifiés de 2 millions, soit 5 % d’électrification.

La puissance de recharge choisie est de 3,7 kW, qui correspond à un chargeur de 230 V et 16 A, soit une prise classique dans le secteur résidentiel.

5. Contrairement à ce qui a été fait jusqu’ici, le nombre de véhicules est constant. Précédemment, le nombre de véhicules électrifiés évoluait de quelque milliers en 2014, à plusieurs dizaines de millions en 2050.

4.2.2 Profil de recharge des véhicules électrifiés participant à un service énergétique

La fourniture d'un service énergétique par une flotte de véhicules électrifiés vient en complément (et à priori de manière facultative) de l'usage principal d'un véhicule, qui est le transport de son usager. La participation d'un véhicule électrifié aux services énergétiques se fait donc en complément de la recharge. L'hypothèse est faite qu'aucun lien, entre le profil de recharge (hors V2G) et la fourniture d'un service énergétique, n'ait été établi. Dans la modélisation, on distingue recharge classique et décharge V2G, cette distinction est décrite par l'expression suivante :

$$P_{total}(t) = P_{recharge}(t) - P_{V2G}(t) \quad (4.1)$$

où $P_{total}(t)$ désigne le profil des véhicules électrifiés [W], $P_{recharge}$ désigne le profil de recharge hors V2G [W], P_{V2G} le profil de décharge V2G [W], et t le temps [s]. Le profil de gauche de la figure 4.1 présente un exemple de profil de décharge.

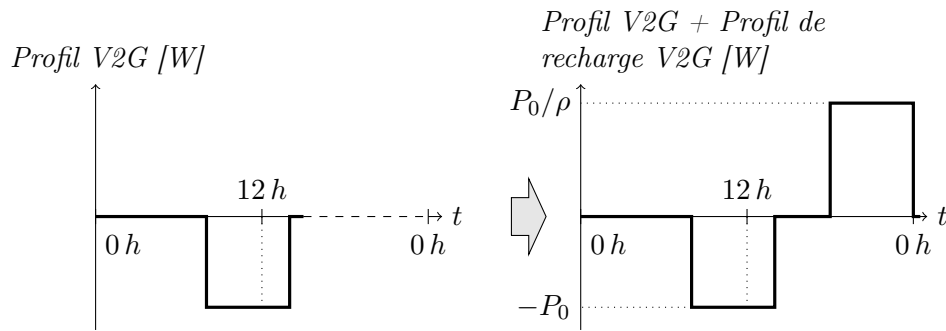


FIGURE 4.1 – SCHÉMA STYLISÉ D'UNE DÉCHARGE DE TYPE V2G. LA FIGURE DE GAUCHE MONTRE JUSTE LA DÉCHARGE (VERS 12 h, LA PUISSANCE DE CHARGE EST NÉGATIVE). SUR LA FIGURE DE DROITE CETTE DÉCHARGE EST COMPENSÉE PAR UNE RECHARGE LE SOIR. LA LETTRE ρ INDIQUE LE RENDEMENT DE CHARGE (PRIS ÉGAL À 0,8) ET P_0 LA PUISSANCE DE DÉCHARGE.

La diminution de l'état de charge lors de la décharge doit être compensée par une recharge. À priori, cette recharge se fait après la décharge, voir le profil de droite de la figure 4.1. À cause du rendement de charge, cette énergie de recharge est plus grande que lors de la décharge. Une nouvelle variable s'ajoute donc à l'expression précédente :

$$P_{total}(t) = P_{recharge}(t) - P_{V2G}(t) + P_{recharge/V2G}(t) \quad (4.2)$$

où $P_{recharge/V2G}(t)$ désigne la recharge des véhicules électrifiés, qui fait suite à leur décharge [W].

Pour la modélisation, l'hypothèse est faite que la recharge V2G (suite à une décharge V2G) se fait pendant les mêmes durées que celles de la recharge classique (cf. modélisation adoptée dans le chapitre 2, où le profil se base sur une moyenne foisonnée du profil d'une flotte de véhicules électrifiés). La recharge est donc augmentée d'un coefficient :

$$P_{total}(t) = P_{recharge}(t) \times \left(1 + \frac{-E_{V2G}/\rho}{E_c}\right) - P_{V2G}(t) \quad (4.3)$$

où E_{V2G} désigne l'énergie de la décharge V2G [kW·h], cette énergie est négative d'où le signe moins dans l'expression, E_c est l'énergie de recharge hors V2G nécessaire au roulage du véhicule [kW·h] elle correspond à l'énergie du profil de gauche de la figure 4.2 et vaut 5,48 kW·h par jour, et ρ désigne le rendement de charge⁶, il est pris égal à 0,8. Le coefficient $\frac{-E_{V2G}/\rho}{E_c}$ traduit l'augmentation du niveau de recharge dû au V2G, ce coefficient est ensuite utilisé pour augmenter la valeur de la recharge (les valeurs de $P_{recharge}(t)$). La fi-

6. Le rendement de charge est défini ici comme $\rho = \rho_c \times \rho_d$, où ρ_c est le rendement lors de la charge entre énergie prélevée sur le réseau et énergie stockée dans la batterie, et ρ_d le rendement lors de la décharge entre énergie stockée dans la batterie et énergie renvoyée sur le réseau.

gure 4.2 explique la démarche, à gauche est présenté le profil de recharge hors V2G. La décharge V2G entraîne une augmentation de l'énergie de recharge pendant les heures de recharge (qui ne changent pas), à profil constant cela correspond à une augmentation de la puissance de recharge. Dans l'exemple de la figure 4.2, l'augmentation du profil de droite est de 50 %, ce qui correspond à une énergie V2G de la moitié de 5,48 kW·h, soit 2,74 kW·h.

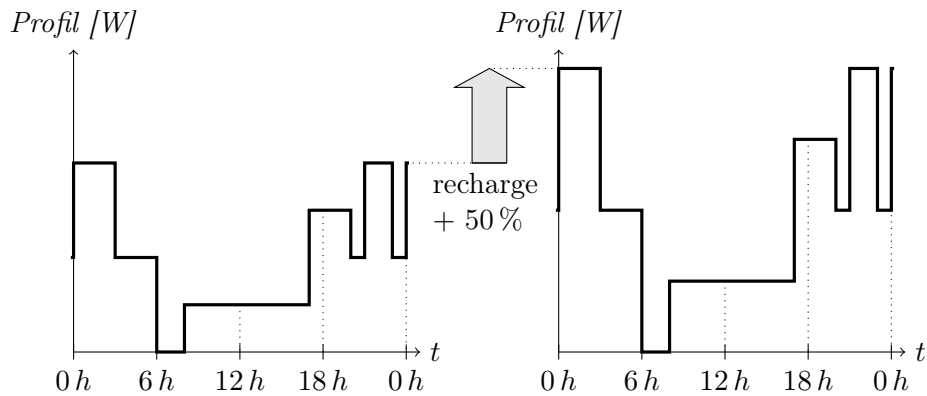


FIGURE 4.2 – IMPACT DU V2G SUR LE PROFIL DE RECHARGE. SUR LA FIGURE DE GAUCHE EST PRÉSENTÉ LE PROFIL DE RECHARGE HORS V2G. LA FIGURE DE DROITE PRÉSENTE LE PROFIL DE RECHARGE DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS QUI FOURNISSENT UN SERVICE DE TYPE V2G. ICI, POUR L'EXEMPLE, L'ÉNERGIE DE RECHARGE EST AUGMENTÉE DE 50 %.

4.2.3 Calcul de l'annuité de surcoût

Les résultats sont exprimés en euros de 2014 sur la flotte entière, cependant, pour donner une interprétation plus pratique de ces résultats, ces coûts sont ramenés par véhicule et par an. Le calcul de l'annuité se déduit de la valeur actualisée du flux par la formule suivante (le calcul se fait sur 40 années, soit la durée de vie des conducteurs) :

$$VAF = \sum_{t=0}^{39} \frac{F_t}{(1+a)^t} \quad (4.4)$$

où VAF^7 est le surcoût total par véhicule électrifié [€], F_t est le surcoût à l'année t [€], et t désigne l'année [s].

VAF est égal à :

$$VAF = \frac{\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)}{Nb_{VE}} \quad (4.5)$$

où Nb_{VE} désigne le nombre de VE et VHR (ce chiffre indique, soit le nombre total de véhicules électrifiés – deux millions dans ce chapitre –, soit le nombre de VE et VHR qui participent au service énergétique – 750 000 dans le cas du réglage de la fréquence –), et $\Delta C_{total}^{VE,base}(S_{VE}^*, S_{base}^*)$ désigne le surcoût induit par la flotte de véhicules électriques sur le réseau de distribution [€], ce surcoût a été défini dans le chapitre 3.

Pour définir l'annuité de surcoût, F_t est pris constant (le même coût chaque année) et égal à F , alors l'équation (4.4) devient :

$$VAF = \sum_{t=0}^{39} \frac{F}{(1+a)^t} \quad (4.6)$$

$$VAF = F \times \sum_{t=0}^{39} \frac{1}{(1+a)^t} \quad (4.7)$$

où F est l'annuité de surcoût constant [€].

L'annuité de surcoût F est égale à :

$$F = VAF \times \left(\sum_{t=0}^{39} \frac{1}{(1+a)^t} \right)^{-1} = VAF \times f_a \quad (4.8)$$

où f_a est le facteur d'actualisation à annuité constante.

7. VAF pour Valeur Actualisé du Flux. F pour Flux monétaire.

Si a vaut 8 % alors la somme vaut 12,9 donc :

$$F \approx \frac{VAF}{12,9} \quad (4.9)$$

Ce résultat n'est fonction que des premières années. En effet, si le calcul est fait sur 30 années, alors le facteur vaut 12,3, et sur 20 ans f_a est égal à 10,8.

4.3 Peak shaving

4.3.1 Modélisation

Le service de peak shaving consiste à décharger les batteries des véhicules électrifiés lors des périodes de pic de consommation électrique. À cause de la forme quadratique des pertes Joule ($P_j = R \times I^2$), ces dernières sont en grande partie générées lors des périodes de pic. La diminution marginale d'un kW de consommation diminue bien plus les pertes Joule lors des périodes de pics que lors des périodes de creux, ce qui présente un grand intérêt pour l'abaissement des pertes Joule.

Le choix du moment de décharge (de l'heure du pic) peut se faire selon deux critères :

1. *La consommation de puissance*, à partir de la prévision de la consommation journalière on déduit les moments où la consommation est la plus forte ;
2. *Le prix de l'électricité*, si les VE et les VHR peuvent vendre l'électricité déchargée sur les marchés de l'électricité (typiquement sur le marché spot à J-1). Les moments de décharge se déduisent des prévisions de prix des périodes, et en particulier, des périodes où le prix est élevé.

Dans l'étude, le choix est fait d'utiliser un critère de consommation de puissance à l'échelle de la France.

Le choix de l'heure de décharge s'est fait en se basant sur la courbe de charge nationale de RTE en 2014. En hiver, à cause du chauffage électrique, la pointe électrique se situe à 19 heures (cf. figure 4.3), elle est d'environ 10 GW. Cependant, en été cette pointe du soir n'apparaît pas (cf. figure 4.4), la pointe dure plus longtemps et se situe en matinée. Pour la modélisation, le choix est fait de décharger les véhicules électrifiés autour de 19 heures (de 18 heures à 20 heures), pendant l'hiver et l'automne (soit la moitié de l'année, lorsque la pointe est présente).

L'hypothèse est faite que les véhicules électrifiés se déchargent à une puissance de 3,7 kW, pendant deux heures⁸. Pour l'étude nous supposons un niveau de pénétration des véhicules électrifiés constant et égal à 5 %, ce qui correspond à 2 millions de VE et VHR. Étant donné que chacun de ces véhicules électrifiés se décharge à 3,7 kW, la puissance totale renvoyée sur le réseau est de 7,4 GW, ce niveau permet de couper environ 75 % ($75 \% \approx \frac{7,4 \text{ GW}}{10 \text{ GW}}$) de la pointe électrique du soir⁹.

La figure 4.5 présente l'impact de la décharge de deux millions de véhicules électrifiés sur la courbe de consommation nationale. Avec le profil choisi ici, un nouveau creux apparaît vers 18 heures lors de l'activation de la décharge, vers 20 heures lors de l'arrêt de l'appel de ces moyens. Dans

8. Ce qui représente une puissance de 7,4 kW·h, ce qui est nettement inférieur à la capacité énergétique des batteries des VE (de plus de 20 kW·h). Cela ne pose donc pas de problème de limite de SoC, la capacité énergétique des batteries couvre largement les besoins journaliers. L'hypothèse est faite que le problème ne se pose pas non plus pour les VHR. Le problème que peut constituer la présence (ou non) des véhicules électrifiés sur le lieu de recharge n'est pas non plus pris en compte.

9. Ce niveau permet de couper seulement une partie de la pointe. Un plus haut niveau de pénétration (environ 13 %, soit deux millions six cent mille véhicules électrifiés) constitue une limite pour la décharge. En effet, au dessus de ce niveau, non seulement la pointe serait coupée mais un creux apparaîtrait. Dans ce cas, les véhicules électrifiés ne participeraient plus à l'optimisation du système électrique.

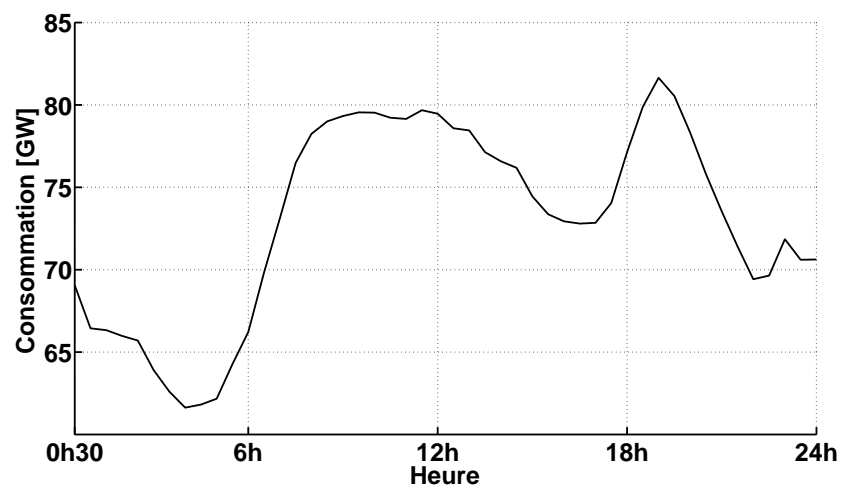


FIGURE 4.3 – CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE LE MERCREDI 22 JANVIER 2014. SOURCE [86].

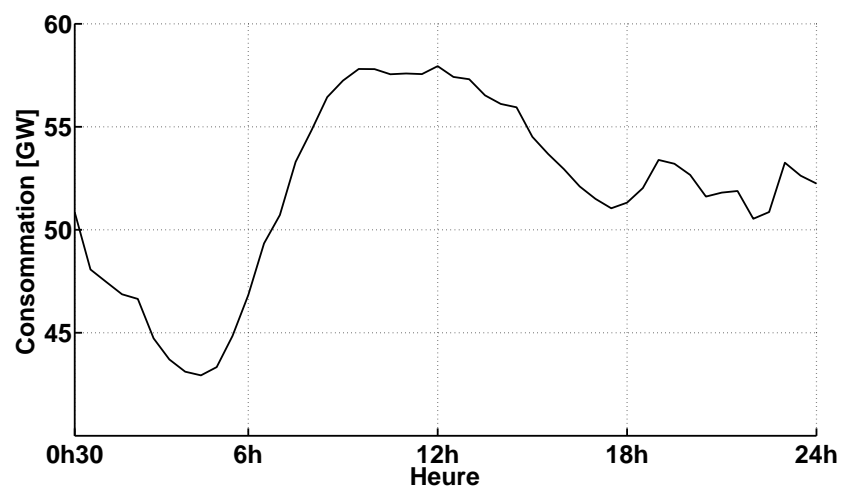


FIGURE 4.4 – CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE LE MERCREDI 23 AVRIL 2014. SOURCE [86].

ce cas, le V2G implique l'activation des moyens de réserves et d'équilibrage. Une situation, peut-être plus réaliste, serait une coupure de la pointe au fur et à mesure, afin d'obtenir une consommation « plate » entre 17h30 et 21 heures, c'est ce qui est présenté sur la figure 4.6, où la puissance de coupure est la même et égale à 7,4 GW. Le profil V2G qui en résulte est différent, il entraîne un surcoût supérieur de 15 % par rapport à celui de la figure 4.5. Cette différence n'étant pas très grande, elle n'entraîne pas d'erreur significative sur les calculs. Nous avons donc choisi de réaliser la modélisation avec des profils de la figure 4.5.

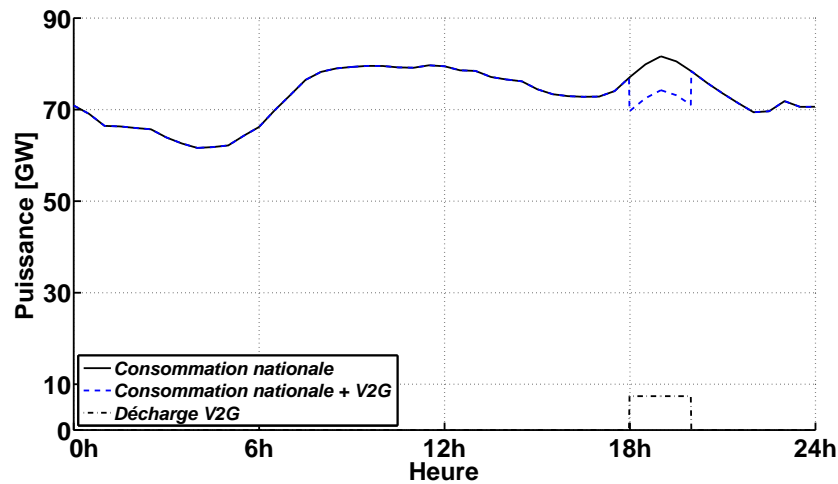


FIGURE 4.5 – CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE LE MERCREDI 22 JANVIER 2014 ET IMPACT D'UNE DÉCHARGE V2G ENTRE 18 HEURES ET 20 HEURES SUR CETTE CONSOMMATION. LA COURBE EN BAS INDIQUE LE PROFIL DE DÉCHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS, QUI EST UTILISÉ POUR LES CALCULS. SOURCE [86].

4.3.2 Coût de conducteur et des pertes Joule

La règle de Kelvin est appliquée dans le cas où 100 % des véhicules électrifiés participent au service “peak shaving”, les jours d'automne et d'hiver. Les résultats sont présentés sur le tableau 4.1, le cas où les véhicules électrifiés participent à la diminution de la pointe électrique est comparé au cas où

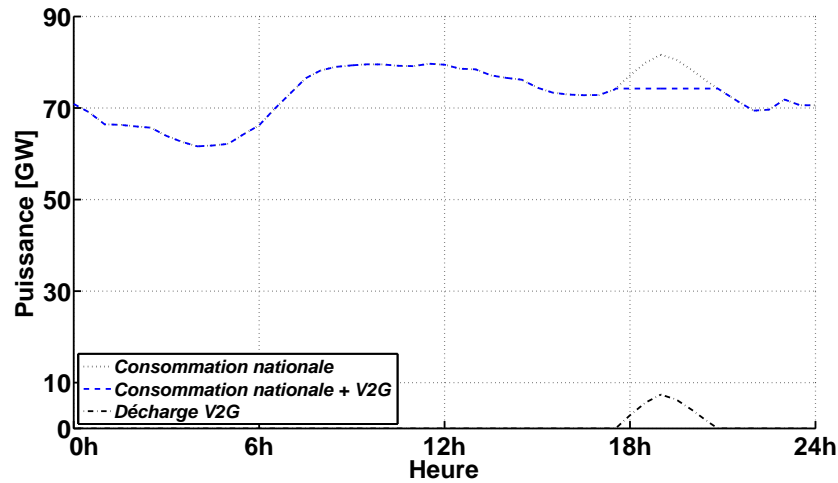


FIGURE 4.6 – PROFIL RÉALISTE D’UNE COUPURE DE LA POINTE DU SOIR D’ÉLECTRICITÉ EN FRANCE LE MERCREDI 22 JANVIER 2014. SOURCE [86]. LE PROFIL DE DÉCHARGE EST DIFFÉRENT DE CELUI DE LA FIGURE PRÉCÉDENTE, IL INDUIT UNE AUGMENTATION DU SURCÔÛT DE 15 %.

ils ne participent à aucun service énergétique et ne font que se recharger. Le surcoût total sur les conducteurs du réseau de distribution passe de 860 M€ à 610 M€, soit une diminution de 20 % du surcoût. À ce niveau de pénétration, les véhicules électrifiés renvoient de l’électricité sur le réseau mais ne sont pas assez nombreux pour inverser le sens du courant. L’augmentation de la recharge des VE et VHR, suite à cette décharge (qui est composée de l’énergie déchargée et des pertes dans les chargeurs), entraîne un surplus en pertes Joule, mais ce surplus est ensuite compensé par la diminution des pertes lors des périodes de pic.

Le tableau 4.2 présente les résultats ramenés à l’échelle d’un véhicule électrifié. L’annuité par an ramenée en euros de 2014 est de 34 euros sans service énergétique. La diminution de la pointe nationale participe également à la baisse de la pointe locale sur le réseau de distribution, ce qui entraîne une diminution des pertes Joule et donc du surcoût, qui passe à 24,5 euros par an, soit une économie de 9,5 euros tous les ans.

TABLEAU 4.1 – SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SI LES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS PARTICIPENT À LA DIMINUTION DE LA POINTE ÉLECTRIQUE DU SYSTÈME, EN EUROS DE 2014. LE TAUX DE PÉNÉTRATION EST CONSTANT ET ÉGAL À 5 % (SOIT DEUX MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS).

Scénario considéré	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût total
Sans service énergétique	1,18 %	2,1 %	290 M€	570 M€	860 M€
Avec peak shaving	0,65 %	1,6 %	160 M€	450 M€	610 M€

TABLEAU 4.2 – ANNUITÉ DES SURCÔÛTS PAR VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ, EN € 2014.

Scénario considéré	Annuité de surcoût total
Sans service énergétique	34 €
Avec peak shaving	24,5 €
Coût du peak shaving	−9,5 €

L'estimation de la valeur monétaire de ce service peut se faire de la façon suivante. En prenant l'hypothèse que le profit marginal du peak shaving est de 50 euros par mégawattheure (soit un prix de pic de 100 euros par mégawattheure et un prix de creux¹⁰ de 50 euros par mégawattheure), et que les véhicules électrifiés se déchargent pendant deux heures par jour, à une puissance de 3,7 kW, pendant la moitié de l'année (soit 182 jours), on obtient un profit monétaire pour ce service de 67,5 euros par an par VE ou VHR. Le bénéfice obtenu par la réduction des pertes Joule étant de 9,5 euros, il permet d'augmenter le profit de ce service d'environ 15 %.

4.4 Réglage de la fréquence

4.4.1 Modélisation

Le véhicules électrifiés pourraient participer au réglage de la fréquence, selon [10] cette participation est potentiellement la plus rémunératrice de

10. Ce prix doit prendre en compte le rendement de charge, pris ici à 0,8.

tous les services envisagés. Deux raisons sont évoquées pour justifier la participation des véhicules électrifiés comme acteurs de ce service :

1. En participant au service du réglage de la fréquence, les véhicules électrifiés libéreraient des moyens de production d'électricité qui y sont en partie consacrés. De ce fait, ces moyens pourraient participer complètement à la production d'électricité et l'optimisation du système en serait améliorée [25] ;
2. De plus, la multiplication des sources de réglage améliore la sécurité du système (les véhicules électrifiés sont bien plus nombreux que les centrales électriques). En effet, la diversification des acteurs a pour effet, à cause du foisonnement, de réduire la probabilité de défaillance du système dans son ensemble. Car, bien que la probabilité de défaillance d'un acteur individuel soit grande, la probabilité de défaillance de l'ensemble des acteurs est très faible [87].

Le réglage de la fréquence consiste à compenser l'écart entre la production et la consommation (consommation des charges et consommation des conducteurs électriques (pertes Joule), etc.), ce système a été évoqué de façon détaillée dans le chapitre 1. Les marchés de l'électricité, au travers d'un système de type bourse, permettent aux producteurs de négocier la fourniture d'électricité avec les consommateurs. Les marchés sont organisés selon des règles, en particulier elles imposent aux producteurs et aux consommateurs de s'entendre sur l'achat de produits standardisés. L'électricité s'achète par blocs horaires, la durée élémentaire d'un bloc est d'une heure sur le marché EPEX¹¹. Durant cette heure, le producteur s'engage à produire de l'électricité à une quantité d'énergie prédéfinie à l'avance. Le consommateur s'engage quant à lui à consommer la même puissance moyennée sur une

11. Cela dépend des marchés, en Allemagne le bloc le plus petit est d'un quart d'heure.

heure. En cas d'écart entre ce qui a été annoncé et ce qui est réalisé, une pénalité financière est appliquée, afin d'inciter les participants à annoncer la meilleure prévision de production/consommation possible (à priori cet écart tend vers 0¹²). La consommation d'électricité est un processus continu dans le temps, qui ne s'adapte pas à la production d'électricité (on ne contrôle pas la consommation), l'origine de l'écart se trouve en partie dans la dérive de la consommation¹³. Les moyens de réglage de la fréquence (primaire, secondaire, tertiaire—mécanisme d'ajustement) sont chargés de compenser cet écart en temps réel afin de préserver la stabilité de la fréquence et le synchronisme du système [88].

L'écart entre production et consommation vaut :

$$\epsilon_f(t) = p_{tot}(t) - c_{tot}(t) \quad (4.10)$$

où ϵ_f désigne l'écart production/consommation [W], p_{tot} la production totale hors réglage de la fréquence en France [W], et c_{tot} la consommation totale d'électricité (consommation et pertes) en France [W].

La moyenne sur une heure s'écrit (où le symbole $\langle \cdot \rangle_{1h}$ désigne la moyenne sur une heure) :

$$\langle \epsilon_f(t) \rangle_{1h} = \langle p_{tot}(t) \rangle_{1h} - \langle c_{tot}(t) \rangle_{1h} \quad (4.11)$$

Pour minimiser leurs coûts, les producteurs équilibrent leur production en fonction de l'espérance de la consommation électrique (si leurs estimateurs ne sont pas biaisés, cet écart tend vers zéro) sur une heure. Si on ne prend

12. C'est l'intérêt des acteurs de faire tendre cet écart vers 0 pour minimiser leurs coûts. Tout tient dans la qualité des estimateurs à leur disposition.

13. Il existe d'autres facteurs qui expliquent la dérive de la fréquence. En particulier, les aléas sur la production (pannes) modifient la fréquence du réseau.

pas en compte les événements aléatoires (comme par exemple, les pannes de centrale l'erreur est nulle, et la production est constante et égale à P_{tot} pendant l'heure t . L'équation précédente devient :

$$0 = P_{tot} - \langle c_{tot}(t) \rangle_{1h} \quad (4.12)$$

$$\Rightarrow P_{tot} = \langle c_{tot}(t) \rangle_{1h} \quad (4.13)$$

À partir des valeurs de consommation nationale on peut donc estimer le niveau de production P_{tot} à chaque pas horaire. Et, en faisant la différence entre la production par les moyens conventionnels et entre les valeurs réalisées de la consommation, on obtient ϵ_f l'écart que les moyens de réglage de la fréquence devront compenser. Cette démarche est expliquée sur la figure 4.7.

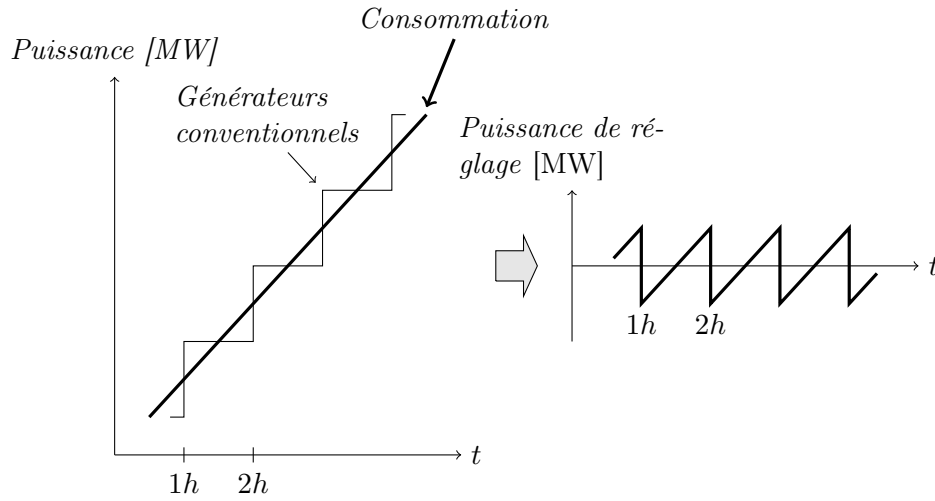


FIGURE 4.7 – SCHÉMA DE LA FORMATION DES ÉCARTS PRODUCTION/CONSOMMATION. CES ÉCARTS ONT POUR CAUSE L'ORDONNANCEMENT DE L'APPEL DES MOYENS DE PRODUCTION QUI SE FAIT TOUTES LES HEURES (ICI), CELA EST DÙ À L'ORGANISATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ. LA COURBE DE LA FIGURE DE GAUCHE EN TRAIT ÉPAIS SYMBOLISE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE (C'EST UNE COURBE QUI VARIE LENTEMENT). LA COURBE DE GAUCHE EN TRAIT FIN REPRÉSENTE LE NIVEAU DE PRODUCTION DES GÉNÉRATEURS ENGAGÉS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ. LA COURBE DE DROITE REPRÉSENTE LA DIFFÉRENCE ENTRE PRODUCTION DES GÉNÉRATEURS CONVENTIONNELS ET CONSOMMATION. SOURCE [88].

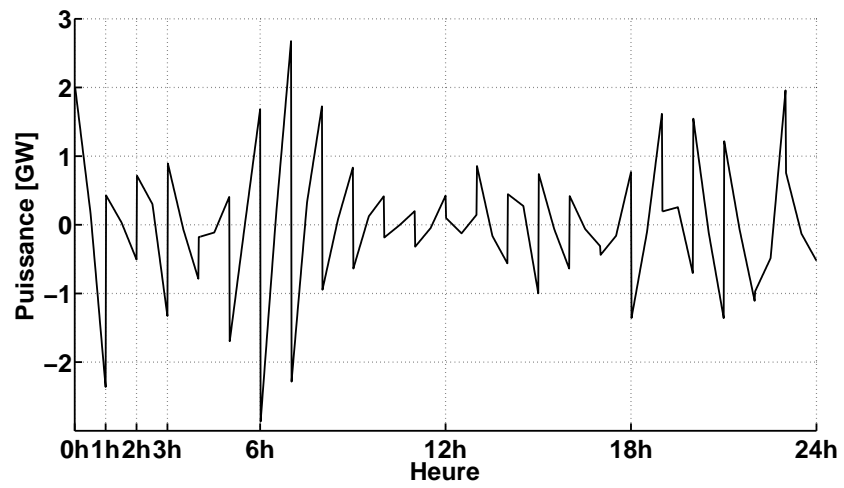


FIGURE 4.8 – ÉCART PRODUCTION/CONSOMMATION SUR UNE JOURNÉE, OU PUISSANCE DE RÉGLAGE. LES ÉVÉNEMENTS ALÉATOIRES (PANNES, ETC.) N'APPARAISSENT PAS ICI.

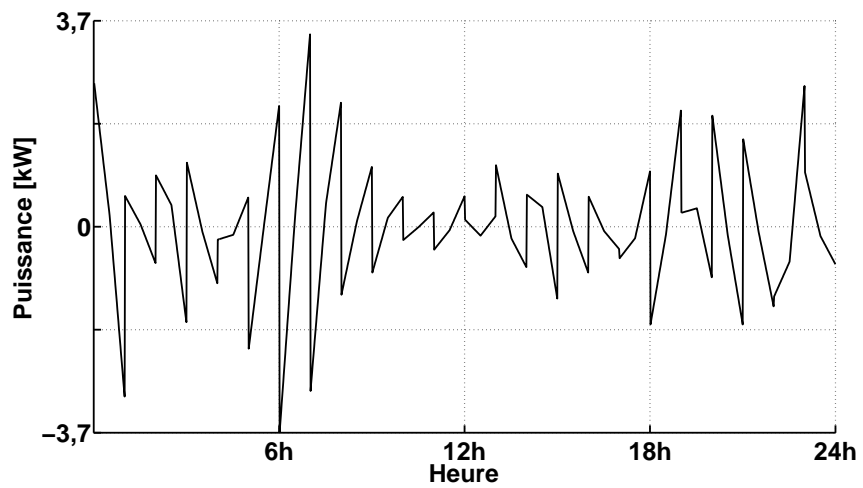


FIGURE 4.9 – PROFIL DE RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE POUR UN VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ.

La figure 4.8 présente l'écart consommation/production obtenu à partir des données de RTE [86] pour le système français. Si les véhicules électrifiés participent à ce service et que la participation au réglage se répartit également entre eux¹⁴, alors c'est un profil V2G de cette forme qu'ils devront suivre. La forme du profil ayant été obtenue il reste à choisir à quel niveau les véhicules électrifiés participent au réglage. L'hypothèse est faite que les VE et VHR ont une capacité de charge/décharge de 3,7 kW, et qu'ils fournissent le maximum de la capacité lors de la pointe de réglage de la fréquence (vers 6 heures du matin sur la figure 4.8). De plus, sur les deux millions de véhicules électrifiés, seuls 750 000 participent au réglage de la fréquence afin d'obtenir une puissance de réglage d'environ 2,8 GW (ce qui correspond à l'extremum de la figure 4.8). Le profil individuel pour un véhicule électrifié est présenté sur la figure 4.9.

4.4.2 Coût des pertes Joule et de conducteur

L'évaluation du surcoût avec 750 000 véhicules électrifiés (sur une flotte de VE et VHR de 2 millions) qui participent au réglage de la fréquence est présenté sur le tableau 4.3. Le surcoût total sur les conducteurs du réseau de distribution passe à 1 080 M€ avec le réglage de la fréquence. Par rapport au cas où les véhicules électrifiés ne rendent pas de service énergétique, le surcoût total augmente de 220 M€. Ce surcoût est provoqué par le rendement de charge des véhicules électrifiés, en effet pour 1 kW·h de déchargé sur le réseau, il faut recharger 1,25 kW·h, ce qui augmente l'énergie soutirée par

14. En pratique ce profil confond plusieurs services. En effet, l'écart ϵ_f correspond à la puissance que les trois types de réserves (primaire, secondaire, tertiaire) devront compenser ensemble. Devant l'absence d'information supplémentaire l'hypothèse est faite que les véhicules électrifiés participent aux trois réserves en même temps. De plus, ces réserves correspondent à des échelles spatiales différentes. En effet, le réglage primaire se fait au niveau européen (pour la zone synchrone européenne continentale, le réglage secondaire au niveau national, et le réglage tertiaire se fait dans des zones intra-nationales, cf. [14] et [15].

véhicule électrifié chaque jour. La diminution (ou l'augmentation) des pertes Joule lors de la pointe est négligeable.

TABLEAU 4.3 – SURCÔÛT TOTAL ($\Delta C_{total}^{VE,base}$) SI LES VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS PARTICIPENT AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME, EN EUROS DE 2014. LE TAUX DE PÉNÉTRATION EST CONSTANT ET DE 5 % (SOIT DEUX MILLIONS DE VE ET VHR).

Scénario considéré	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût HTA	Surcoût BT	Surcoût total
Sans service énergétique	1,18 %	2,1 %	290 M€	570 M€	860 M€
Avec réglage de la fréquence	1,54 %	2,57 %	380 M€	700 M€	1 080 M€

Le tableau 4.4 présente les mêmes résultats ramenés à l'échelle d'un véhicule électrifié. L'annuité due par an ramenée en euros de 2014, sur la flotte de deux millions de VE et VHR, est toujours de 34 euros sans service énergétique. Cependant, seuls 750 000 véhicules électrifiés participent au réglage de la fréquence, ils sont donc les seuls à devoir en supporter le surcoût supplémentaire. Ce surcoût marginal est de 23 euros par véhicule.

TABLEAU 4.4 – ANNUITÉ DES SURCÔÛTS PAR VÉHICULE ÉLECTRIFIÉ, EN EUROS DE 2014. LA PREMIÈRE LIGNE PRÉSENTE L'ANNUITÉ DU SURCÔÛT INDUIT PAR LA RECHARGE DE DEUX MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS. LA SECONDE LIGNE INDIQUE LE SURCÔÛT, AVEC PARTICIPATION DE 750 000 VE ET VHR AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE. CE SURCÔÛT PAR VÉHICULE EST CALCULÉ SUR LA FLOTTE DE 2 MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS, IL INCLUE LE COÛT DE LA RECHARGE ET LE COÛT DU SERVICE ÉNERGÉTIQUE SUR LES CONDUCTEURS. LA DERNIÈRE LIGNE PRÉSENTE LE SURCÔÛT EXCLUSIF AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE POUR LES 750 000 VÉHICULES ÉLECTRIFIÉS PARTICIPANT AU RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE (LE COÛT DU RÉGLAGE DE FRÉQUENCE EST RÉPARTIT SUR CES 750 000 VÉHICULES). CE SURCÔÛT PEUT ÊTRE COMPARÉ AUX GAINS QUI SERAIENT GÉNÉRÉS PAR CE SERVICE.

Scénario considéré	Annuité de surcoût total
Sans service énergétique	34 €
Avec réglage de la fréquence	42 €
Coût du réglage de fréquence	23 €

D'après [26], le revenu d'un véhicule électrifié participant au réglage de la fréquence est de \$ 900 sur 10 ans. Dans cet article, la capacité des véhicules électrifiés est de 2,5 kW, ce qui est sensiblement du même ordre que la capa-

citée considérée ici de 3,7 kW. Le taux d'actualisation y est de 10 %, l'annuité de revenu est donc de \$ 125, ou une annuité d'environ 100 euros par VE ou VHR. Le surcoût de 23 euros du tableau 4.4 réduit donc le profit de 25 %.

4.5 Conclusion

Deux services systèmes ont été étudiés, la coupure de la pointe électrique et la participation au réglage de la fréquence.

La coupure de la pointe électrique se fait en déchargeant des véhicules électrifiés, pendant les heures de pointe du système au niveau national. Cela entraîne une diminution du courant dans les conducteurs pendant ces périodes et diminue également les pertes Joule engendrées. À contrario, il faut compenser l'énergie déchargée par une recharge (*sic*), ce qui entraîne une augmentation du courant, et donc des pertes Joule. L'énergie de recharge est plus importante à cause des pertes dans le chargeur et dans la batterie. Les résultats montrent que la diminution des pertes Joule durant la pointe électrique compense l'augmentation du courant lors de la recharge. Deux millions de véhicules électrifiés sont considérés pour le calcul, ils se déchargent tous à une puissance de 3,7 kW, entre 18 heures et 20 heures, uniquement en automne et en hiver. Cela correspond à une puissance totale de coupure de 7,4 GW, qui correspond à la valeur de la pointe électrique du soir. Le surcoût pour la flotte passe de 860 millions d'euros, dans le cas sans coupure de la pointe, à 610 millions d'euros si les VE et les VHR participent à ce service énergétique, soit une diminution du surcoût de 20 %. La participation des véhicules électrifiés au peak shaving (coupure de la pointe électrique) génère des revenus, de part de la revente de l'électricité lors des périodes de pointe. Le niveau de ces revenus a été estimé à 67,5 euros, par an et par véhicule électrifié. L'estimation de la diminution du coût induit par les VE

et les VHR est de 9,5 euros, par an et par véhicule. La diminution de la section de conducteur et la baisse des pertes Joule augmentent la valeur de ce service de 15 %.

Le second service étudié est celui du réglage de la fréquence. Le réglage de la fréquence consiste à équilibrer la production et la consommation d'électricité, à l'échelle du système synchrone européen. La participation des véhicules électrifiés au réglage de la fréquence entraîne un surcoût plus important que lors de la participation à la coupure électrique. La puissance de charge/décharge maximale pour chacun d'entre eux est de 3,7 kW. Le calcul est mené avec une flotte de deux millions de véhicules. Cependant, sur ces deux millions, seulement 750 000 participent au réglage de la fréquence. Tous les véhicules ne participent pas au réglage de la fréquence car la puissance maximale estimée pour le réglage de cette dernière, en ce qui concerne le système français, est de 2,8 GW, ce qui correspond à 750 000 véhicules se chargeant/déchargeant à une puissance de 3,7 kW. Le surcoût sans participation au réglage de la fréquence est toujours de 860 millions d'euros. Avec participation de 750 000 véhicules électrifiés au réglage de la fréquence, ce surcoût passe à 1 080 millions d'euros, soit une augmentation de 25 %. Ce surcoût s'explique principalement par l'augmentation de l'énergie de recharge, suite aux pertes dans les chargeurs et les batteries des véhicules. De nombreuses études ont essayé d'évaluer le gain que la participation des véhicules électrifiés au réglage de la fréquence pourrait générer, de nombreux résultats de différents ordres ont été annoncés. Pour la comparaison, la valeur de 100 euros par an et par véhicule est retenue ici. Le surcoût, en pertes Joule et en matériaux conducteurs, ramené à un véhicule participant au réglage de la fréquence (soit 750 000 sur deux millions), est estimé à 23 euros par an. Ce surcoût représente donc 25 % du gain, et pourrait le diminuer de la même

valeur.

Dans ce chapitre, les coûts de la participation des véhicules électrifiés au réglage de la fréquence et à la coupure de la pointe électrique ont été évalués. Il a été démontré que l'augmentation ou la diminution du surcoût représente plusieurs dizaines de pourcents des gains espérés.

Chapitre 5

Conclusion générale

Dimensionnement des conducteurs des lignes et des câbles du réseau de distribution d'électricité

Depuis quelques années de nombreux modèles de VE et VHR sont disponibles à la vente. Les prévisions annoncent des niveaux de pénétration importants pour ces prochaines années. En effet, l'État français a annoncé deux millions de véhicules électrifiés pour 2020. Les véhicules électriques impactent les réseaux d'électricité en se rechargeant, les flux électriques dans les réseaux changent et cela induit un nouveau dimensionnement du réseau électrique, ainsi qu'un niveau de pertes Joule différent. Les deux facteurs précédents induisent un coût. Le manuscrit aborde la problématique du dimensionnement des conducteurs des lignes et des câbles du réseau de distribution d'électricité. Les véhicules électrifiés ont à présent la possibilité d'être utilisés comme moyen de stockage de l'électricité (des essais ont lieux aux USA) afin d'améliorer la conduite des réseaux d'électricité. L'étude réalisée s'est intéressée à l'évaluation de l'impact sur les conducteurs de l'utilisation des VE et des VHR comme moyen de stockage.

Résultats principaux

Deux scénarios ont été simulés. Le premier avec un niveau de pénétration des véhicules électrifiés évoluant de 0,5 % en 2014 à 50 % en 2050. Dans le second scénario, un nombre fixe de VE et VHR est considéré sur 40 ans, ce nombre est égal à deux millions. Le surcoût pour le premier scénario est, en valeur monétaire, de 1 430 millions d’euros de 2014. Pour le second scénario le surcoût est de 860 millions d’euros de 2014.

Le coût sur les conducteurs du réseau de distribution par rapport à l’utilisation des véhicules électrifiés comme moyen de stockage a été étudié, avec le scénario de deux millions de VE et VHR. Si les VE et les VHR sont utilisés pour couper la pointe électrique alors un gain apparaît à cause de la réduction des pertes Joule. Ce gain est estimé à 250 millions d’euros de 2014. Le gain espéré (grâce à la revente d’électricité lors des périodes pointe) est de 67,5 euros par an pour chaque VE ou VHR. La diminution des pertes Joule lors de la pointe électrique permettrait de faire grimper le profil de 15 % (jusqu’à 76,5 euros). Un second usage des véhicules électrifiés a été étudié, leur utilisation pour régler la fréquence du système synchrone. Dans ce cas les pertes Joule supplémentaires et le nouveau dimensionnement font peser un surcoût de 222 millions d’euros de 2014. Avec un profit de 100 euros par an ce service est rémunérateur, mais diminue de 25 % à cause du coût supplémentaire (la gain passe à 77 euros par véhicule électrifié).

Approche “top-down” de la problématique

A été effectuée, dans ce manuscrit, une approche “top-down” de la problématique de l’évaluation du coût pertes Joule et des coûts d’investissements induits par la recharge des véhicules électrifiés. L’approche “top-down” (appelée aussi approche descendante) consiste, à partir de données macro-

économiques, a disséquer petit à petit le système à étudier. Cette méthode permet d'exclure de l'analyse certains détails (comme par exemple la valeur du SoC) qui n'ont pas beaucoup d'impact sur le résultat (ici sur les pertes Joule induites par les véhicules électrifiés). L'autre approche, l'approche "bottom-up" (ou approche ascendante) consiste, quant à elle, à évaluer en détail quelques-uns des sous-objets qui composent le problème et à généraliser les résultats à l'ensemble du système. Cette approche est donc très dépendante du choix des sous-objets (ici ce serait des réseaux de distribution) et de leur représentativité. Devant l'absence d'accès à des réseaux de distribution représentatifs du système français, le choix s'est alors naturellement porté vers une approche "top-down" du problème. De plus cette approche, en détaillant tous les coûts dans les réseaux de distribution, a permis d'apporter un éclairage sur tous les coûts dû aux conducteurs du réseau de distribution.

Pour appliquer cette approche du problème, il a fallu considérer des hypothèses sur la :

- Structure du réseau, un réseau composé d'un seul conducteur triphasé. Les réseaux de distribution sont plus complexes, ils sont composés d'artères et d'antennes (cf. figure 1.10) ;
- Répartition des conducteurs de réseau, afin d'obtenir un résultat en euros une répartition des conducteurs a été effectuée. Ce choix conditionne fortement le résultat en euros, des hypothèses légèrement différentes changent le résultat (e.g., en doublant la longueur câblée en 240 mm^2 le surcoût HTA double). Cependant, le résultat de surcoût en pourcentages est indépendant de ce choix ;
- Forme des profils de recharge, en considérant des profils agrégés de recharge. Quatre comportements ont été modélisés : (1) recharge en

journée, (2) en soirée, (3) la nuit et (4) nuit tardive. Le résultat dépend donc de la pertinence de ces choix. Cette approche permet cependant de s'affranchir des limites des autres approches en se basant sur des histogrammes de comportements ;

- Profils de charge résidentiels, un profil de consommation pour le réseau HTA et un profil pour le réseau BT ont été choisis. Les profils de charges dans la réalité sont plus complexes. Ils doivent inclure une composante tertiaire pour le HTA. Selon que le chauffage soit ou non électrique le profil BT sera différent. Cependant, l'impact de cette hypothèse n'est pas si fort. La différence entre un profil avec une forte variation entre pic/creux et un profil plat n'est pas importante, en effet il ne dépasse pas 40 %.

Le manuscrit est organisé en quatre parties

Ce manuscrit est organisé en quatre parties et commence par celle consacrée à l'état de l'art et au contexte de l'étude. La deuxième partie est consacrée à l'élaboration des profils de recharges des véhicules électrifiés. Les profils de recharge constituent le point de départ pour analyser leur impact. Le troisième chapitre détaille la méthode d'évaluation de l'impact des VE et des VHR et applique cette méthode au scénario de l'État français. La quatrième partie propose une modélisation de deux services énergétiques et applique la règle de Kelvin à leur évaluation. Cette progression a été choisie car elle présente de façon itérative les différentes étapes de modélisation nécessaires afin d'arriver au résultat. Selon moi, ces étapes sont indépendantes et pouvaient donc être présentées dans des chapitres séparés. Cette hypothèse peut être critiquée. En effet, le choix du profil de recharge devrait être fait suite au choix de la méthode d'évaluation car c'est selon le type d'évaluation qu'une

modélisation détaillée du profil sera (ou ne sera pas) nécessaire. Le choix de modéliser les services énergétiques après le choix de la méthode d'évaluation semble quant à lui plus logique. En effet, c'est la méthode qui donne le niveau de modélisation du service qui est nécessaire. Malgré tout, la modélisation du profil de recharge et la modélisation des services énergétiques sont des problèmes liés (par le SoC). Ce lien n'a pas été le champ d'exploration principal de cette étude.

Réévaluation des résultats

L'étude pourra être prolongée des façons suivantes, en utilisant les outils développés dans ce manuscrit.

1. Une réévaluation des résultats en se basant sur des réseaux de distribution plus détaillés. Le réseau utilisé pour les calculs est très simple, des réseaux plus détaillés pourraient être évalués afin d'estimer la différence entre les résultats, ainsi que leur précision ;
2. La comparaison des résultats de cette évaluation avec ceux d'une évaluation "bottom-up" renseignerait sur la pertinence de l'approche et permettrait de valider les résultats ;
3. Les stratégies de recharge intelligente n'ont pas été évaluées avec cette approche. Leur évaluation permettrait de savoir si elles jouent sur le résultat ou pas, et donc de savoir si elles doivent être prises en compte lors d'un dimensionnement ;
4. L'influence des courants de neutre et des réseaux monophasés n'a pas été évaluée. L'hypothèse a été faite qu'ils sont négligeables. Les courants de neutre ne le sont pas, tout du moins en ce qui concerne la partie investissement, où la présence d'un retour de neutre est constaté en BT ;

5. Dans les calculs seule la partie variable des coûts a été évaluée. La partie fixe des coûts représente la plus grande part de ceux-ci et n'a pas été évaluée. Cependant, la formulation du lien entre coût fixes et recharge des véhicules électrifiés constitue un sujet dans son ensemble, précisément parce qu'il n'y a pas de lien apparent direct ;
6. Ce sujet a établi le lien entre véhicules électrifiés et dimensionnement des lignes et des câbles du réseau de distribution. Les réseaux sont constitués d'autres éléments (transformateurs HTB1/HTA et HTA/BT, lignes HTB1) et leur dimensionnement ainsi que leur placement jouent sur les coûts. Ce sujet traite le dimensionnement du système dans son ensemble. Cependant, il faudrait prendre garde à ne pas se donner un objectif trop ambitieux qui conduirait à une modélisation trop complexe ;
7. Un service énergétique, prometteur pour la suite, n'a pas été étudié, le couplage des véhicules électrifiés avec l'éolien. Deux manières de coupler ces véhicules avec l'éolien existent :
 - Les véhicules électrifiés pourraient compenser l'absence de production lors des périodes de faible vent et absorber l'énergie excédentaire lorsqu'il est fort ;
 - En utilisant les véhicules électrifiés comme tampon entre production éolienne et prévision de la production éolienne du jour précédent, ils rendraient cette production moins incertaine et ils réduiraient l'impact de cette production intermittente sur le système électrique.Devant le niveau de la capacité éolienne (25 GW en 2025 en France) et le facteur de charge (18 % en France), le premier point paraît irréaliste car il entraînerait le déplacement d'énormes flux électriques, et donc des pertes énormes dans les batteries des véhicules électrifiés. La seconde

approche apparaît plus réaliste, car les niveaux d'énergie que devraient stocker les véhicules électrifiés seraient bien plus faibles. À priori, les profils qui résulteraient d'un tel service énergétique seraient proches de ceux du réglage de la fréquence, c'est à dire d'un profil à moyenne quasiment nulle, le pas horaire serait quand à lui plus élevé (avec le mécanisme d'ajustement, le pas horaire est d'une heure).

Annexe A

Remarque sur l'actualisation

Définition de l'actualisation : Pour comparer des flux monétaires qui se produisent à des moments différents, il faut utiliser la notion de l'actualisation. L'actualisation permet de modéliser le fait que la *valeur* de la monnaie change avec le temps. La valeur actualisée à la date $t = 0$ d'un flux monétaire D_t se produisant tous les ans entre l'année 1 et l'année T est appelée ici $\phi(a)$, à un taux d'actualisation a , vaut par définition :

$$\phi(a) = \frac{D_1}{1+a} + \frac{D_2}{(1+a)^2} + \cdots + \frac{D_T}{(1+a)^T} \quad (\text{A.1})$$

Si D_t est constant et que chacun de ses éléments vaut 1 (soit un flux de un euro tous les ans), on a :

$$\phi(a) = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+a)^t} = \frac{1}{a} \cdot \frac{(1+a)^T - 1}{(1+a)^T} \quad (\text{A.2})$$

Ces équations transcrivent que les flux monétaires sont diminués d'un taux a (8 % dans ce manuscrit) tous les ans.

En économie, contrairement aux sciences physiques, des explications différentes peuvent être données pour expliquer un même phénomène. Et ici,

il y a deux raisons principales pour expliquer le besoin de faire appel à la notion d'actualisation :

1. Un euro est moins précieux demain qu'aujourd'hui, car la société sera plus riche demain (progrès technique, croissance économique, productivité des facteurs, ...);
2. Les bénéfices futurs d'un investissement fait aujourd'hui devraient rapporter X euros (mais avec un risque plus ou moins grand selon le projet : l'équivalent-certain de X est moindre (aversion au risque)).

Détermination de la valeur du taux d'actualisation Il y a plusieurs manières de déterminer la valeur de ce taux. Voici trois méthodes :

1. *Rentabilité du capital investi dans l'économie nationale*

Cette approche se base sur le rendement passé des capitaux investis dans l'économie d'un pays. Dans ce cas, la valeur du capital augmente tous les ans :

$$K(t+1) = (1+r) \cdot K(t) \quad (\text{A.3})$$

où $K(t)$ représente la valeur du capital [€] à l'année t , et r le rendement du capital.

A ce rendement est ajouté un taux qui prend en compte le risque afin d'obtenir le taux d'actualisation. Le taux du commissariat général au plan des années 90 était de 8%.

2. *Coût du capital privé et marchés financiers*

Cette approche se base sur la rentabilité d'une entreprise en particulier. C'est l'approche qu'utiliserait un banquier pour déterminer si le prêt pour une activité économique est viable. On calcule le coût moyen

pondéré du capital, qui vaut :

$$r = \frac{D}{D+E} \cdot (tsr + spread) + \frac{E}{D+E} \cdot (tsr + \beta \cdot prm) \quad (A.4)$$

où D est le taux de dette dans les capitaux permanents, E est le taux de fonds propres, tsr est le taux des actifs sans risque, $spread$ le risque de l'endetté, prm est la prime de risque des actions, et β traduit le risque propre de l'activité.

3. *Utilité et aversion au risque du consommateur*

Cette approche prend comme point de départ du raisonnement le fait que le consommateur a une préférence pour un bien (par exemple un logement) immédiatement plutôt que le même bien mais dans quelques années. Les équations suivantes permettent de calculer le taux d'actualisation :

$$TSPP = TPPP + \gamma \cdot g \quad (A.5)$$

où $TSPP$ est le taux social de préférence pour le présent, $TPPP$ est le taux de préférence pure pour le présent, γ est l'élasticité de l'utilité marginale au revenu, et g la croissance (anticipée).

On ajoute à ce taux une prime de risque socio-économique afin d'obtenir la valeur du taux d'actualisation :

$$a = TSPP + \beta \cdot \pi \quad (A.6)$$

où π est le taux de la prime de risque macro-économique (survenue de grandes crises, etc.), et β la corrélation d'un projet ou d'un secteur particulier au risque macroéconomique.

Dans le secteur électrique, le taux d'actualisation conseillé par ERDF pour l'évaluation économique des matériels de réseau est de 8 % [79], c'est la valeur qui est utilisée dans ce manuscrit.

Annexe B

Profil de consommation BT

Les profils de consommation BT ont été générés en se basant sur les données de [82]. Ces données sont composées de quatre profils de consommation et de quatre usages électriques (cuisson des aliments, chauffage et climatisation, buanderie, et autres usages –le résidu–). La figure B.1 présente un exemple de ces consommations sur une journée.

En utilisant ces quatre usages électriques, il est possible de recréer la consommation électrique d'un foyer, cf. figure B.2. Ce profil est très « chaotique » (le rapport puissance maximum sur énergie pendant une journée est grand), ce qui est typique des profils résidentiels d'une habitation. Le pic et le creux sont difficiles à identifier, il semblerait qu'un pic soit présent à 20 heures. En décalant les usages de la figure B.1 il est possible de créer les profils pour d'autres habitations, cf. [89]. La figure B.3 présente le profil agrégé de cinq habitations, ce profil est moins chaotique que celui de la figure précédente. Un creux commence à être identifiable vers 4 heures du matin et un(des) pic(s) semble(nt) apparaître entre la fin de l'après-midi et la fin de soirée. Le « rapport signal sur bruit »¹ n'est pas très bon. La figure B.4 pré-

1. Ce terme vient du traitement du signal. Ici, il désigne les oscillations de la puissance consommée autour d'une fréquence de quelques minutes.

sente le profil agrégé de 30 habitations, le pic se distingue clairement ainsi que le creux, le « rapport signal sur bruit » s'améliore. Ces effets se poursuivent en augmentant l'agrégation, avec 2 500 habitations il n'y a quasiment plus de bruit, cela se rencontre sur les lignes HTA les plus chargées. En poussant la modélisation au maximum avec une agrégation d'un million d'habitations, le profil final apparaît. Il apparaît alors qu'il comporte également un pic le matin vers 9 heures qui n'apparaissait pas dans la figure précédente.

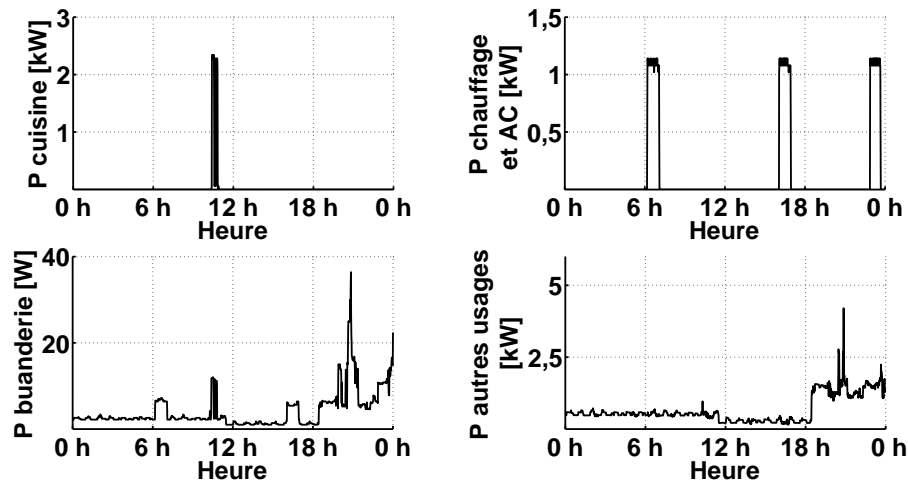


FIGURE B.1 – LES DIFFÉRENTS USAGES ÉLECTRIQUES D'UNE HABITATION. CE SONT LA CUISSON DES ALIMENTS, LE CHAUFFAGE ET LA CLIMATISATION, LA BUANDERIE (QUI N'A PAS ÉTÉ UTILISÉE DANS LA JOURNÉE PRÉSENTÉE CI-DESSUS), ET LES AUTRES USAGES.

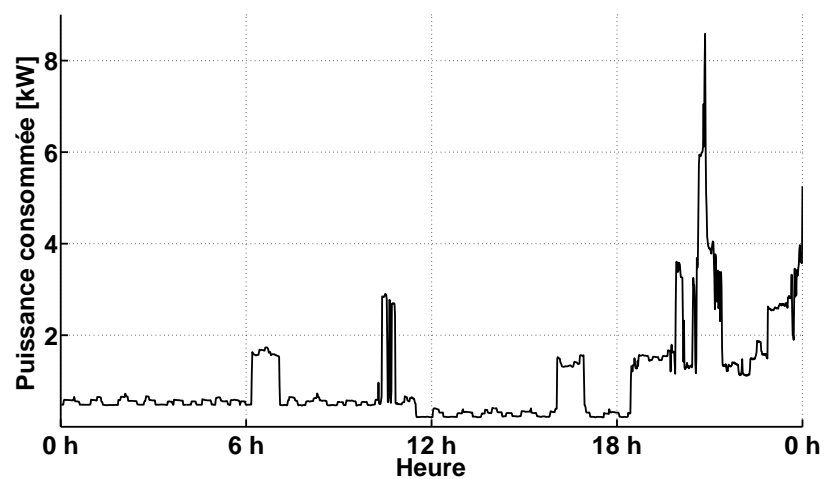


FIGURE B.2 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR UNE HABITATION SUR UNE JOURNÉE (CETTE JOURNÉE EST DIFFÉRENTE DE CELLE DE LA FIGURE PRÉCÉDENTE).

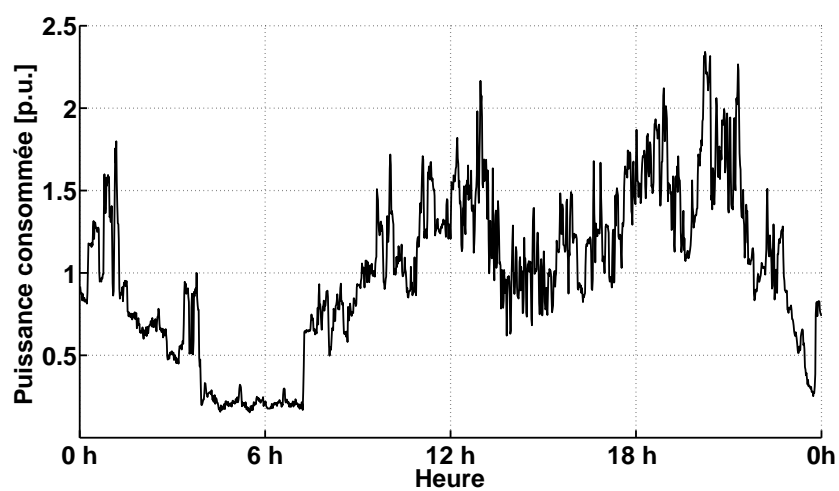


FIGURE B.3 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR 5 HABITATIONS.

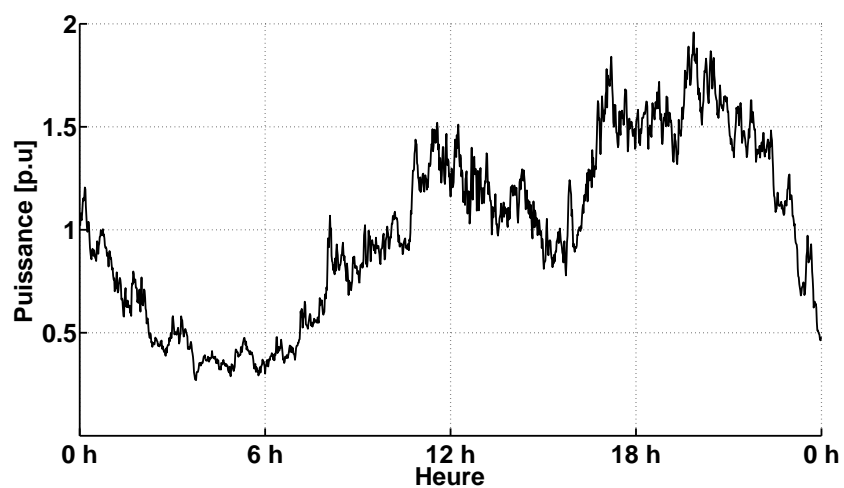


FIGURE B.4 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR 30 HABITATIONS.

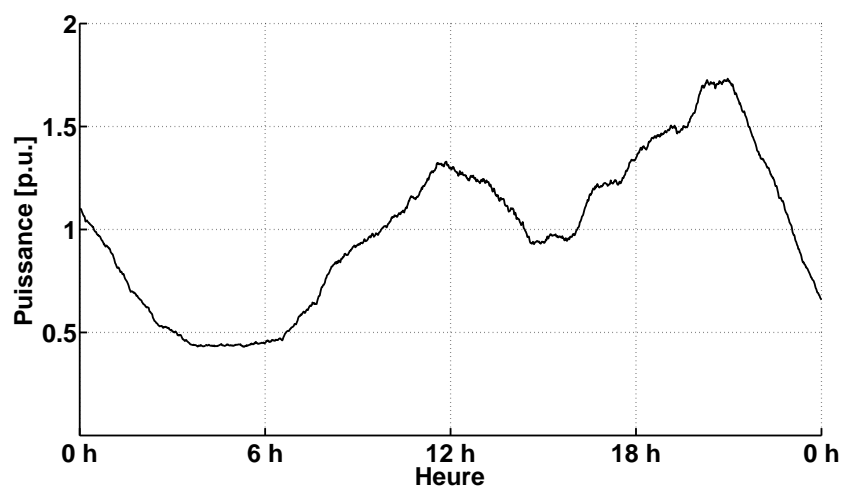


FIGURE B.5 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR 2 500 HABITATIONS (6 000 HABITANTS, SOIT LE NIVEAU DE FOISONNEMENT MAXIMUM DU RÉSEAU HTA).

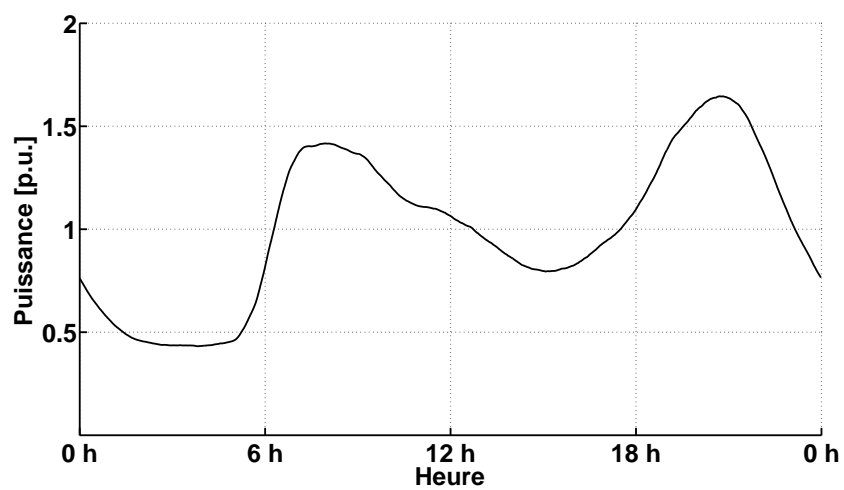


FIGURE B.6 – PUISSANCE CONSOMMÉE PAR UN MILLION D'HABITATIONS.

Bibliographie

- [1] C. KETTERING, « Engine-starting device », 17 1915. US Patent 1,150,523.
- [2] F. FRÉRY, « Un cas d'amnésie stratégique : l'éternelle émergence de la voiture électrique », in *IXème Conférence Internationale de Management Stratégique. Montpellier*, 2000.
- [3] AVERE FRANCE, « Immatriculations de véhicules électriques en Europe : +60% en 2014! ». [En ligne]. Disponible : http://www.aver-france.org/Site/Article/?article_id=5985, 2015. Accédé le 28-05-2015.
- [4] COMITÉ DES CONSTRUCTEURS FRANÇAIS D'AUTOMOBILES, « L'industrie automobile française : Analyse & statistiques 2014 ». [En ligne]. Disponible : <http://www.ccfa.fr/Edition-2014>, 2015. Accédé le 28-05-2015.
- [5] L'USINE NOUVELLE, « Plan véhicules électriques : objectif 2 millions de voitures en 2020 ». [En ligne]. Disponible : <http://www.usinenouvelle.com/article/plan-vehicules-electriques-objectif-2-millions-de-voitures-en-2020.N118451>, 2009. Accédé le 28-05-2015.
- [6] COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, « Les véhicules électriques en perspective analyse coûts-avantages et demande potentielle ». [En ligne]. Disponible : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-vehicules-electriques-en.html>, Mai 2011. Accédé le 29-04-2014.
- [7] L. NÈGRE et J.-L. LEGRAND, « Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules décarbonés ». [En ligne]. Disponible : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Livre-Vert-sur-les-infrastructures.html>, 2011. Accédé le 09-10-2014.
- [8] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, « Technology roadmap : Electric and plug-in hybrid electric vehicles ». [En ligne]. Dis-

ponible : https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV_PHEV_Roadmap.pdf, 2009. Accédé le 29-05-2015.

- [9] C. GAUDIN, M. KROTOVA et L. GUERLAIS, « Distribution network applications and recommendations for 2020 EV infrastructure charge development in France », in *CIREN 21st International conference on electricity distribution*, June 2011.
- [10] W. KEMPTON et J. TOMIĆ, « Vehicle-to-grid power fundamentals : Calculating capacity and net revenue », *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, p. 268 – 279, 2005.
- [11] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, « Documentation technique de référence ». [En ligne]. Disponible : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/offre.jsp, 2015. Accédé le 02-06-2015.
- [12] Y. WANG, *Évaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Éoliennes à l'Échelle du Système Électrique : Application à un Cas Insulaire*. Thèse de doctorat, École Centrale de Lille, 2012.
- [13] K. R. PADIYAR, *Power system dynamics : Stability and Control*. John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 1996.
- [14] Y. REBOURS, D. KIRSCHEN, M. TROTIGNON et S. ROSSIGNOL, « A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part I : Technical Features », *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, p. 350–357, Feb. 2007.
- [15] Y. REBOURS, D. KIRSCHEN, M. TROTIGNON et S. ROSSIGNOL, « A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services — Part II : Economic Features », *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, p. 358–366, Feb. 2007.
- [16] C. BOTSFORD et A. SZCZEPANEK, « Fast charging vs. slow charging : Pros and cons for the new age of electric vehicles », in *International Battery Hybrid Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*, 2009.
- [17] S. KONZAK, « Impact assessment of PHEVs on the Swiss transmission grid under different charging scenarios », 2011. Master's thesis.
- [18] S. LETENDRE et R. A. WATTS, « Effects of plug-in hybrid electric vehicles on the Vermont electric transmission system », in *Transportation Research Board Annual Meeting, Washington DC*, p. 11–15, 2009.
- [19] H. TURKER, S. BACHA et D. CHATROUX, « Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) on the French electric grid », in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, p. 1–8, Oct. 2010.

- [20] M. KINTNER-MEYER, K. SCHNEIDER et R. PRATT, « Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional US power grids, Part 1 : Technical analysis », *Pacific Northwest National Laboratory (a)*, p. 1–20, 2007.
- [21] M. J. SCOTT, M. KINTNER-MEYER, D. B. ELLIOTT et W. M. WARWICK, « Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional US power grids : Part 2 : economic assessment », *Pacific Northwest National Laboratory (a)*, 2007.
- [22] W. KEMPTON et S. E. LETENDRE, « Electric vehicles as a new power source for electric utilities », *Transportation Research Part D : Transport and Environment*, vol. 2, no. 3, p. 157 – 175, 1997.
- [23] W. KEMPTON et T. KUBO, « Electric-drive vehicles for peak power in Japan », *Energy Policy*, vol. 28, no. 1, p. 9 – 18, 2000.
- [24] Z. WANG et S. WANG, « Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems », *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 28, p. 1822–1829, July 2013.
- [25] W. KEMPTON et J. TOMIĆ, « Vehicle-to-grid power implementation : From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy », *Journal of Power Sources*, vol. 144, no. 1, p. 280–294, 2005.
- [26] C. QUINN, D. ZIMMERLE et T. BRADLEY, « An Evaluation of State-of-Charge Limitations and Actuation Signal Energy Content on Plug-in Hybrid Electric Vehicle, Vehicle-to-Grid Reliability, and Economics », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, p. 483–491, March 2012.
- [27] P. CALNAN, J. DEANE et B. O. GALLACHÓIR, « Modelling the impact of EVs on electricity generation, costs and CO2 emissions : Assessing the impact of different charging regimes and future generation profiles for Ireland in 2025 », *Energy Policy*, vol. 61, no. 0, p. 230 – 237, 2013.
- [28] P. HAESSIG, *Dimensionnement et gestion d'un stockage d'énergie pour l'atténuation des incertitudes de production éolienne*. Thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2014.
- [29] H. L. WILLIS, *Power Distribution Planning Reference Book*. CRC Press, 2004.
- [30] A. DUBEY, S. SANTOSO et M. CLOUD, « Understanding the effects of electric vehicle charging on the distribution voltages », in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, p. 1–5, July 2013.
- [31] M. ELNOZAHY et M. SALAMA, « A comprehensive study of the impacts of PHEVs on residential distribution networks », in *PES General Meeting / Conference Exposition, 2014 IEEE*, p. 1–1, July 2014.

- [32] Q. GONG, S. MIDLAM-MOHLER, V. MARANO et G. RIZZONI, « Study of PEV Charging on Residential Distribution Transformer Life », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, p. 404–412, March 2012.
- [33] A. AZAD, O. BEAUDE, S. LASAULCE et L. PFEIFFER, « An optimal control approach for EV charging with distribution grid ageing », in *Communications and Networking (BlackSeaCom), 2013 First International Black Sea Conference on*, p. 206–210, July 2013.
- [34] A. HILSHEY, P. HINES, P. REZAEI et J. DOWDS, « Estimating the Impact of Electric Vehicle Smart Charging on Distribution Transformer Aging », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, p. 905–913, June 2013.
- [35] A. MAITRA, J. TAYLOR, D. BROOKS, M. ALEXANDER et M. DUVAL, « Integrating plug-in- electric vehicles with the distribution system », in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, p. 1–5, June 2009.
- [36] L. PIELTAIN FERNÁNDEZ, T. ROMÁN, R. COSSENT, C. DOMINGO et P. FRÍAS, « Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, p. 206–213, 2011.
- [37] C. DOMINGO, T. ROMÁN, A. SÁNCHEZ-MIRALLES, J. GONZÁLEZ et A. MARTÍNEZ, « A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning With Automatic Street Map Generation », *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, p. 190–197, Feb. 2011.
- [38] S. DEILAMI, A. MASOUM, P. MOSES et M. MASOUM, « Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 2, p. 456–467, Sept. 2011.
- [39] E. SORTOMME, M. HINDI, S. MACPHERSON et S. VENKATA, « Coordinated Charging of Plug-In Hybrid Electric Vehicles to Minimize Distribution System Losses », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 2, p. 198–205, March 2011.
- [40] S. ACHA, T. GREEN et N. SHAH, « Effects of optimised plug-in hybrid vehicle charging strategies on electric distribution network losses », in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, p. 1–6, April 2010.
- [41] K. CLEMENT-NYNS, E. HAESSEN et J. DRIESEN, « The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid », *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, p. 371–380, Feb. 2010.

- [42] P. PAPADOPOULOS, S. SKARVELIS-KAZAKOS, I. GRAU, L. CIPCIGAN et N. JENKINS, « Predicting Electric Vehicle impacts on residential distribution networks with Distributed Generation », in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, p. 1–5, Sept. 2010.
- [43] C. WU, H. MOHSENIAN-RAD et J. HUANG, « Vehicle-to-aggregator interaction game », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, p. 434–442, March 2012.
- [44] D. NICKEL et H. BRAUNSTEIN, « Distribution Transformer Loss Evaluation : I - Proposed Techniques », *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, p. 788–797, Feb. 1981.
- [45] D. NICKEL et H. BRAUNSTEIN, « Distribution Transformer Loss Evaluation : II - Load Characteristics and System Cost Parameters », *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, p. 798–811, Feb. 1981.
- [46] E. AMOIRALIS, M. TSILI et A. KLADAS, « Power transformer economic evaluation in decentralized electricity markets », *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, p. 2329–2341, May 2012.
- [47] ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE, « Rapport sur la “qualité de l’électricité” Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l’alimentation en électricité ». [En ligne]. Disponible : <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-la-qualite-de-l-electricite-2010>, 2010. Accédé le 13-01-2015.
- [48] G. CELLI, S. MOCCI, L. OCHOA, F. PILO et G. SOMA, « Business cases for assessing the value of active operation in distribution planning », in *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012), 8th Mediterranean Conference on*, p. 1–6, Oct. 2012.
- [49] « IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors », *IEEE Std C57.120-1991*, 1992.
- [50] L. W. CHEAH, *Cars on a diet : the material and energy impacts of passenger vehicle weight reduction in the US*. Thèse de doctorat, Massachusetts Institute of Technology, 2010.
- [51] L. PRICE, L. MICHAELIS, E. WORRELL et M. KHRUSHCH, « Sectoral trends and driving forces of global energy use and greenhouse gas emissions », *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, vol. 3, no. 2-4, p. 263–319, 1998.

- [52] MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE, « Panorama énergies - climat 2013 ». [En ligne]. Disponible : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Panorama-energies-climat-2013.html>, Juill. 2013. Accédé le 09-10-2014.
- [53] FÉDÉRATION NATIONALE DES TRANSPORTS ROUTIER, « Les chiffres de la consommation gazole en France ». [En ligne]. Disponible : http://www.fntr.fr/lactualite/actualites/les-chiffres-de-la-consommation-gazole-en-france-0?field_domaine_tid=All&field_expertise_tid=All, Avr. 2013. Accédé le 28-11-2014.
- [54] U.S. DEPARTEMENT OF ENERGY, « Where the Energy Goes : Gasoline Vehicles ». [En ligne]. Disponible : <http://www.fueleconomy.gov/FEG/atv.shtml>, Nov. 2014. Accédé le 28-11-2014.
- [55] H. TURKER, S. BACHA, D. CHATROUX et A. HABLY, « Modelling of system components for Vehicle-to-Grid (V2G) and Vehicle-to-Home (V2H) applications with Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) », in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, p. 1–8, Jan. 2012.
- [56] Y. CAO, S. TANG, C. LI, P. ZHANG, Y. TAN, Z. ZHANG et J. LI, « An Optimized EV Charging Model Considering TOU Price and SOC Curve », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, p. 388–393, March 2012.
- [57] COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, SOES, « Enquête nationale transports et déplacements (ENTD) 2008 ». [En ligne]. Disponible : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sources-methodes/enquete-nomenclature/1543/139/enquete-nationale-transports-deplacements-entd-2008.html>, 2008. Accédé le 08-10-2014.
- [58] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉE, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France en 2014 ». [En ligne]. Disponible : http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_complet_2014.pdf, 2014. Accédé le 29-06-2015.
- [59] V. TIKKA, H. MAKONEN, J. LASSILA et J. PARTANEN, « Case study : Smart charging plug-in hybrid vehicle test environment with vehicle-to-grid ability », in *Power Electronics and Applications (EPE'14-ECCE Europe), 2014 16th European Conference on*, p. 1–10, Aug. 2014.
- [60] I. SHARMA, C. CANIZARES et K. BHATTACHARYA, « Smart Charging of PEVs Penetrating Into Residential Distribution Systems », *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, p. 1196–1209, May. 2014.

- [61] A. HILSHEY, P. HINES, P. REZAI et J. DOWDS, « Estimating the impact of electric vehicle smart charging on distribution transformer aging », in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, p. 1–1, July 2013.
- [62] O. BEAUDE, S. LASAULCE et M. HENNEBEL, « Charging games in networks of electrical vehicles », in *Network Games, Control and Optimization (NetGCooP), 2012 6th International Conference on*, p. 96–103, Nov. 2012.
- [63] COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE (CEI), « IEC 62196 ». [En ligne]. Disponible : http://www.iec-normen.de/dokumente/preview-pdf/info_iec62196-1%7Bed1.0%7Db.pdf, 2004. Accédé le 09-10-2014.
- [64] RENAULT S.A., « Brochure Renault ZOÉ ». [En ligne]. Disponible : <http://www.renault.fr/e-brochure/ZOEB10/index.html#p=1>, 2015. Accédé le 09-10-2014.
- [65] AEROVIRONNEMENT, « Nissan DC Quick Charger datasheet ». [En ligne]. Disponible : http://www.chargepoint.com/files/Nissan_DC_Quick_Charger_datasheet.pdf, 2014. Accédé le 26-11-2014.
- [66] L. GAN, U. TOPCU et S. LOW, « Stochastic distributed protocol for electric vehicle charging with discrete charging rate », in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, p. 1–8, July 2012.
- [67] J. GUANGXUE, Z. XIANPING, X. SONG, C. MIN, P. SONGLIN et Z. NIAN-CHEN, « Research on control strategy of energy storage buffer system for electric vehicle smart charging station », in *Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on*, p. 1–5, Sept. 2012.
- [68] K. QIAN, C. ZHOU, M. ALLAN et Y. YUAN, « Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems », *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, p. 802–810, May 2011.
- [69] S. HUANG et D. INFELD, « The impact of domestic plug-in hybrid electric vehicles on power distribution system loads », in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, p. 1–7, Oct. 2010.
- [70] Y. PORCHERON et R. DE FORGES DE PARNY, « Lignes aériennes présentation et calcul des lignes », *Techniques de l'ingénieur, Problématiques communes des réseaux électriques : ingénierie*, vol. base documentaire : TIB267DUO., Fevr. 2000.
- [71] T. A. SHORT, *Electric power distribution handbook*. CRC Press, 2003.

- [72] R. de Transport D'ELECTRICITÉE, « Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France en 2011 », 2011.
- [73] W. FRELIN, *Impact de la pollution harmonique sur les matériels de réseau*. Thèse doctorat, Supélec, 2009.
- [74] ALLKABEL, « Datasheet NA2XS2Y (12/20kV) ». [En ligne]. Disponible : <http://www.allkabel.eu/high-voltage-cables-3630-kv-n2xs2y-18-30-kv/>, 2014. Accédé le 17-09-2015.
- [75] PRYSMIAN GROUP FRANCE, « Tarif 1403 ». [En ligne]. Disponible : http://fr.prysmiangroup.com/fr/business_markets/Pratique-vos-outils/tarif-et-conditions-de-vente/TARPRYSMIAN1403.pdf, Sept. 2014. Accédé le 03-04-2015.
- [76] CÂBLERIE SAINT ANTOINE, « Torsade de réseau BT ». [En ligne]. Disponible : <http://www.cablerie.com/pdf/reseaubt.pdf>, 2014. Accédé le 03-04-2015.
- [77] COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, SOES, « Bilan énergétique de la France pour 2013 ». [En ligne]. Disponible : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2101/969/bilan-energetique-france-2013.html>, 2014. Accédé le 19-06-2015.
- [78] J. DICKERT et P. SCHEGNER, « Residential load models for network planning purposes », in *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, p. 1–6, Sept. 2010.
- [79] ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE, « Principes d'étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d'une installation de consommation en HTA », 2010.
- [80] ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE, « Profilage et profils ». [En ligne]. Disponible : http://erdf-front-vip.erdf.lbn.fr/ERDF_Fournisseurs_Electricite_Responsables_Equilibre_Profils. Accédé le 15-06-2015.
- [81] Z. MA, D. CALLAWAY et I. HISKENS, « Decentralized Charging Control of Large Populations of Plug-in Electric Vehicles », *Control Systems Technology, IEEE Transactions on*, vol. 21, p. 67–78, Jan. 2013.
- [82] G. HEBRAIL et A. BÉRARD, « Individual household electric power consumption data set ». [En ligne]. Disponible : <http://archive.ics.uci.edu/ml/datasets/Individual+household+electric+power+consumption#>, 2012. UCI Machine Learning Repository, Accédé le 25-05-2015.

- [83] ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE, « Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », 2010.
- [84] SÉNAT, « Audition de Mme Michèle Bellon, président du directoire d'Électricité Réseau Distribution France (ERDF) ». [En ligne]. Disponible : <http://www.senat.fr/rap/r11-667-2/r11-667-212.html>, Mars 2012. Accédé le 31-03-2015.
- [85] H. LUND et W. KEMPTON, « Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G », *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, p. 3578 – 3587, 2008.
- [86] RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, « Historique des consommations journalières en puissance ». [En ligne]. Disponible : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_stats_conso_inst.jsp. Accédé le 18-05-2015.
- [87] B. KIRBY, « Load Response Fundamentally Matches Power System Reliability Requirements », in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, p. 1–6, June 2007.
- [88] L. HIRTH et I. ZIEGENHAGEN, « Balancing Power and Variable Renewables : A Glimpse at German Data », *USAEE Working Paper*, no. 13-154, 2013.
- [89] I. RICHARDSON, M. THOMSON, D. INFELD et C. CLIFFORD, « Domestic electricity use : A high-resolution energy demand model », *Energy and Buildings*, vol. 42, no. 10, p. 1878 – 1887, 2010.

Résumé

Depuis quelques années de nombreux modèles de véhicules électriques et hybrides rechargeables sont disponibles à la vente. Les prévisions annoncent des niveaux de pénétration importants pour ces prochaines années. En effet, l'État français a annoncé deux millions de véhicules électrifiés pour 2020. Les véhicules électriques impactent les réseaux d'électricité en se rechargeant, c'est alors que les flux électriques dans les réseaux évoluent. Cette recharge induit un nouveau dimensionnement, cette thèse s'attache à évaluer ce changement. De plus, avec le développement de la thématique des "smart grid", les véhicules électrifiés peuvent avoir un intérêt pour la conduite du système électrique. Ce manuscrit s'attache aussi à tenter de déterminer les coûts que pourraient induire les véhicules électrifiés s'ils participaient à la conduite du système.

L'impact des véhicules électrifiés se concentre principalement sur les réseaux de distribution d'électricité, dont les lignes et les câbles sont des infrastructures indispensables. Alors que de nombreuses études s'intéressent au dimensionnement des transformateurs, peu d'entre elles analysent l'impact des véhicules électrifiés sur les lignes et les câbles. Une volonté de combler ce manque est alors apparue. Cette étude traite donc de la problématique du dimensionnement des conducteurs, des lignes et des câbles du réseau de distribution d'électricité. L'évaluation de l'impact de la recharge des véhicules électrifiés sur le coût des pertes Joule et sur le coût en matériaux conducteurs est effectuée. Les véhicules électrifiés peuvent également être utilisés comme moyen de stockage de l'électricité, afin d'améliorer la conduite du système électrique. Le manuscrit s'intéresse également à l'évaluation de l'impact sur les conducteurs de l'utilisation des véhicules électriques et hybrides rechargeables comme moyen de stockage (donc comme moyen de conduite du système).